



**ANÁLISIS DE CRITERIOS Y FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN DE  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA: APLICACIÓN A TRANSFORMADOR  
220/132 kV DE 150 MVA**

**Tutor:** David López Cortón

**Alumno:** Amparo M<sup>a</sup>. Moreno Parceró

# **ÍNDICE**

<b>1</b>	<b><i>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</i></b>	<b>16</b>
1.1	Objetivo	16
1.2	Entorno socioeconómico	16
1.2.1	Entorno social	16
1.2.2	Entorno económico	16
1.3	Instalación en estudio	17
1.4	Estructura del documento	17
1.5	Normativa aplicable	18
<b>2</b>	<b><i>CAPÍTULO 2. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA</i></b>	<b>19</b>
2.1	Misión del transformador	19
2.1.1	Definición	19
2.1.2	Misión	19
2.2	Constitución física	19
2.2.1	Núcleo	20
2.2.2	Esquema de un transformador	22
2.3	Principio de funcionamiento	24
2.3.1	Ensayo en vacío	26
2.3.1.1	Pérdidas por histéresis	27
2.3.1.2	Pérdidas por corrientes de Foucault	28
2.3.1.3	Ensayo en carga	29
2.3.2	Ensayo de cortocircuito	29
2.4	Fallos en un transformador	30
2.4.1	Descargas parciales	30
2.4.2	Perforación del aislamiento debido a sobretensiones	31
2.4.3	Defectos de aislamiento debido a cortocircuitos	34
2.4.4	Faltas en la cuba	35
2.4.5	Averías en el intercambiador de tomas en carga	36
2.4.6	Puntos calientes en el núcleo	36
2.4.7	Fenómenos debidos a la presencia de corriente continua	37
2.4.8	Sistema de refrigeración	38
2.4.9	Estadística de fallos	38
2.5	Finalidad del transformador	40
2.5.1	Tipos de transformador	41
2.6	Aplicación objetivo	42
2.6.1	Características generales del transformador de potencia	42
2.7	El sistema de protección	44
2.8	El sistema de monitorización	46
<b>3</b>	<b><i>CAPÍTULO 3: EL SISTEMA DE PROTECCIÓN</i></b>	<b>48</b>
3.1	Definición del sistema de protección	48
3.2	Componentes del sistema de protección	49
3.2.1	Interruptor de potencia	49
3.2.2	Interruptores automáticos	49
3.2.3	Fusibles	50

3.2.4	Seccionadores	50
3.2.5	Puestas a tierra	50
3.2.6	Transformadores de medida	50
3.2.6.1	Transformadores de intensidad	51
3.2.6.1.1	Transformadores de intensidad para medida	53
3.2.6.1.2	Transformadores de intensidad para protección	53
3.2.6.2	Transformadores de tensión	55
3.2.7	Relés de protección	57
3.2.8	Enlaces de comunicación y cableado de control	57
3.2.9	Sistema de alimentación	57
3.2.10	Concepción sistemática de la protección	58
<b>3.3</b>	<b>Principios constructivos de los relés de protección</b>	<b>58</b>
<b>3.4</b>	<b>Perturbaciones en un transformador de potencia</b>	<b>61</b>
3.4.1	Perturbaciones térmicas	61
3.4.1.1	Sobrecargas de corriente	62
3.4.1.2	Sobrecargas de tensión	62
3.4.2	Cortocircuitos	63
3.4.3	Corriente de conexión, "Inrush"	63
3.4.4	Subtensión	65
3.4.5	Sobretensión	66
3.4.6	Sobreexcitación	66
3.4.7	Desequilibrios	66
3.4.8	Perturbaciones mecánicas	67
<b>3.5</b>	<b>Comportamiento del sistema de protección</b>	<b>68</b>
<b>3.6</b>	<b>Protecciones primarias y de respaldo</b>	<b>68</b>
<b>3.7</b>	<b>Funciones del sistema de protección</b>	<b>69</b>
<b>3.8</b>	<b>Operación del sistema de protección</b>	<b>69</b>
<b>3.9</b>	<b>Esquemas de teleprotección</b>	<b>70</b>
3.9.1	Subalcance permisivo	70
3.9.2	Subalcance con aceleración	71
3.9.3	Sobrealcance permisivo	71
3.9.4	Sobrealcance a bloqueo	72
3.9.5	Sobrealcance a desbloqueo	73
<b>3.10</b>	<b>Configuración del sistema de protección en función de la potencia del transformador</b>	<b>73</b>
<b>3.11</b>	<b>Análisis económico</b>	<b>77</b>
3.11.1	Gastos directos	78
3.11.2	Gastos indirectos	78
3.11.3	Ingresos o ahorros (coste en relación a la aparición de la falta)	78
<b>4</b>	<b>CAPÍTULO 4. ÁMBITO DE LA APLICACIÓN</b>	<b>84</b>
<b>4.1</b>	<b>Especificaciones Técnicas</b>	<b>84</b>
4.1.1	Sistema de protección primario	85
4.1.2	Sistema de protección secundario	85
4.1.3	Sistema de protección de apoyo	85
4.1.4	Otras funciones	86
4.1.5	Puertos de comunicación	86
<b>4.2</b>	<b>Equipo seleccionado</b>	<b>87</b>
4.2.1	Funciones mínimas del relé 7UT86	90

<b>4.3</b>	<b>Protecciones del transformador</b>	<b>91</b>
4.3.1	Protección diferencial del Transformador – 87T	91
4.3.2	Protección diferencial de neutro sensible del Transformador – 87N/87REF	93
4.3.3	Protecciones de sobrecorriente – 50/51/51N	96
4.3.4	Protección de distancia del transformador – 21	98
4.3.4.1	Protección de distancia para faltas entre fases (21)	103
4.3.4.1.1	Cortocircuito monofásico	104
4.3.4.1.2	Cortocircuito bifásico	104
4.3.4.1.3	Cortocircuito trifásico	105
4.3.4.2	Protección de distancia para faltas a tierra (21N)	105
4.3.5	Protección de imagen térmica – 49T	107
4.3.5.1	Función Cálculo de foco térmico – 49H	108
4.3.6	Protección contra la sobreexcitación – 24T	109
4.3.7	Protección Fallo del Interruptor – 50BF	112
4.3.7.1	Inicio interno	112
4.3.7.2	Inicio externo	113
4.3.8	Función de Oscilación de potencia	115
4.3.9	Protección contra Inrush	116
4.3.10	Protección Buchholz	119
<b>4.4</b>	<b>Resumen de la aplicación de las funciones de protección</b>	<b>120</b>

## **5 CAPÍTULO 5. AJUSTE DE PROTECCIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/132KV** **122**

<b>5.1</b>	<b>Criterios de ajuste</b>	<b>122</b>
5.1.1	Criterios de ajuste de la Protección diferencial de transformador (87T)	122
5.1.1.1	Estabilización de la intensidad	122
5.1.1.2	Estabilización adicional con faltas externas	123
5.1.1.2.1	Bloqueo en caso de faltas externas con intensidad notablemente alta	125
5.1.1.2.2	Retiro del bloqueo durante un cambio de falta externa a interna	125
5.1.1.3	Intensidad Inrush de cierre y estabilización de la sobreexcitación	125
5.1.1.4	Acondicionamiento de las magnitudes de medida	126
5.1.1.4.1	Corrección del valor absoluto	126
5.1.1.4.2	Adaptación del conmutador de tomas	127
5.1.1.4.3	Corrección del grupo vectorial	128
5.1.1.5	Procesamiento del punto neutro	129
5.1.1.5.1	Consideración de la intensidad del punto neutro	129
5.1.1.5.2	La intensidad del punto neutro no es medida	129
5.1.1.5.3	Particularidades del autotransformador	130
5.1.1.6	Función de protección diferencial	130
5.1.1.6.1	Característica de arranque	131
5.1.1.6.2	Detección de intensidad inrush de cierre	132
5.1.1.6.3	Bloqueo de sobreexcitación	133
5.1.1.6.4	Detección de faltas externas	133
5.1.1.6.5	Detección de componentes continuas	134
5.1.1.6.6	Detección de arranque	135
5.1.1.7	Protección diferencial (IDIFF FAST)	135
5.1.1.7.1	Procedimiento valores instantáneos	136
5.1.1.7.2	Componente de la onda fundamental	137
5.1.2	Criterios de ajuste de la protección diferencial de faltas a tierra (87N)	137
5.1.2.1.1	Influencia del valor de arranque	137
5.1.2.1.2	Procesamiento de un lado de puesta a tierra en un autotransformador	138
5.1.2.1.3	Arranque	139
5.1.2.1.4	Característica de disparo	139
5.1.3	Criterios de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51/51N)	140

5.1.3.1	Escalón con característica independiente de la intensidad (S-int, T-def)	140
5.1.3.2	Escalón con característica dependiente de la intensidad (S-int, T-inv)	141
5.1.4	Criterios de ajuste de la protección de distancia (21)	142
5.1.4.1	Selección del bucle	142
5.1.5	Criterios de ajuste de la protección de distancia (21N).	143
5.1.5.1	Determinación de faltas a tierra (Criterios de supervisión)	144
5.1.5.1.1	Intensidad homopolar $3I_0$	144
5.1.5.1.2	Intensidad homopolar, intensidad de secuencia negativa ( $3I_0/3I_2$ )	144
5.1.5.1.3	Tensión homopolar $U_0$	145
5.1.5.2	Procedimiento de arranque	145
5.1.5.3	Inclusión de zonas	146
5.1.5.3.1	Característica poligonal	146
5.1.6	Criterios de ajuste de la Protección de imagen térmica (49T)	147
5.1.6.1.1	Cálculo de foco térmico 49H	152
5.1.7	Criterios de ajuste de Protección de sobreexcitación (24T)	154
5.1.8	Criterios de ajuste de fallo del interruptor (50BF)	155
5.1.8.1	Inicio interno	155
5.1.8.2	Inicio externo	155
5.1.8.2.1	Criterio de intensidad	156
5.1.8.2.2	Criterio de contactos auxiliares del interruptor	156
5.1.9	Criterios de ajuste de la función de oscilación de potencia	157
5.1.10	Criterios de ajuste protección contra Inrush	159
<b>5.2</b>	<b>Datos de la red en PSS SINCAL</b>	<b>161</b>
5.2.1	Datos PSS SINCAL:Generador 1	162
5.2.2	Datos PSS SINCAL:Generador 2	163
5.2.3	Datos PSS SINCAL: Generador 3	164
5.2.4	Datos PSS SINCAL: Línea 1	165
5.2.5	Datos PSS SINCAL: Línea 2	166
5.2.6	Datos PSS SINCAL: línea 3	167
5.2.7	Datos PSS SINCAL: línea 4	168
5.2.8	Datos PSS SINCAL: Transformador principal	169
<b>5.3</b>	<b>Cortocircuitos en PSS SINCAL</b>	<b>170</b>
<b>5.4</b>	<b>Cálculo de los ajustes para las funciones principales y de respaldo</b>	<b>170</b>
5.4.1	Ajustes correspondientes a la Prot. Diferencial de transformador 87T	170
5.4.1.1	Lado 1 del transformador: AT 220 kV	171
5.4.1.2	Lado 2 del Transformador: MAT 132kV	172
5.4.1.3	Lado 2 del transformador: MT 36kV	173
5.4.1.4	Transformador diferencial 1 – tratamiento de la intensidad homopolar	174
5.4.1.4.1	Intensidad a tierra medida por el lado 1/lado2/lado3	174
5.4.1.4.2	Ajuste de los parámetros de la característica de disparo	174
5.4.1.4.3	Intensidad de estabilización del punto de intersección de la pendiente 1	174
5.4.1.4.4	Ajuste en % de la pendiente 1	174
5.4.1.4.5	Intensidad de estabilización del punto de intersección de la pendiente 2	175
5.4.1.4.6	Ajuste en % de la pendiente 2	175
5.4.1.4.7	Detección de arranque	175
5.4.1.4.8	Factor de elevación de la característica de disparo por detección de componente de corriente	175
continua		
5.4.1.4.9	Bloqueo con segundo armónico por detección de intensidad de cierre	176
5.4.1.4.10	Componente de segundo armónico para bloqueo	176
5.4.1.4.11	Duración del bloqueo mutuo de las tres fases por segundo armónico	176
5.4.1.4.12	Bloqueo por CWA	176
5.4.1.4.13	Bloqueo con tercer armónico por detección de sobreexcitación	176
5.4.1.4.14	Componente de tercer armónico para bloqueo	176

5.4.1.4.15	Duración del bloqueo mutuo de las tres fases por tercer armónico	176
5.4.1.4.16	Bloqueo con quinto armónico por detección de sobreexcitación	176
5.4.1.4.17	Componente de quinto armónico para bloqueo	177
5.4.1.4.18	Duración del bloqueo mutuo de las tres fases por quinto armónico	177
5.4.1.4.19	Intensidad diferencial límite para mantener el bloqueo por sobreexcitación	177
5.4.1.5	Transformador diferencial 1 – detección de faltas externas	177
5.4.1.5.1	Valor umbral de intensidad para estabilización adicional	178
5.4.1.5.2	Duración de la estabilización adicional	178
5.4.1.5.3	Duración de la estabilización adicional mutua para las tres fases	178
5.4.1.6	Transformador diferencial 1 – escalón de protección IDIFF rápido	178
5.4.1.6.1	Valor umbral de arranque del elemento I-Dif rápido	178
5.4.2	Ajustes correspondientes a la Prot. De sobrecorriente (50/51/51N)	182
5.4.2.1	Ajustes 50/51	182
5.4.2.2	Ajustes 51N	196
5.4.3	Ajustes correspondientes a la Prot. Distancia 21N	203
5.4.3.1	Inicio temporizador zonas	203
5.4.3.2	Angulo característico prot. Distancia	203
5.4.3.3	Detección faltas a tierra	203
5.4.3.4	Valor umbral $3I_{O>}$	203
5.4.3.5	Valor umbral $U_{O>}$	203
5.4.3.6	Estabilización arranque $3I_{O>}$	204
5.4.3.7	Selección bucle f-f-t	204
5.4.4	Ajustes correspondientes a la Prot. Distancia 21	205
5.4.4.1	Selección de bucle	207
5.4.4.2	Umbral mínimo de corriente de fase	207
5.4.4.3	Umbral de sobrecorriente	207
5.4.4.4	Dirección	207
5.4.5	Ajustes correspondientes a la Protección contra oscilación de potencia 68	212
5.4.5.1	Zonas a bloquear	212
5.4.5.2	Tiempo máximo de bloqueo	212
5.4.6	Ajustes correspondientes a la Protección para cierre sobre falta SOTF	213
5.4.7	Ajustes correspondientes a la Protección contra sobrecarga 49T	214
5.4.7.1	Umbral alarma intensidad	215
5.4.7.2	Umbral de alarma térmica	215
5.4.7.3	Umbral reposición aviso de disparo	215
5.4.7.4	Arranque emergencia t. postfalta	215
5.4.7.5	Factor k	215
5.4.7.6	Constante de tiempo térmica	216
5.4.7.7	Constante de enfriamiento	216
5.4.7.8	Intensidad máxima térmica	216
5.4.7.9	Intensidad mínima de enfriamiento	216
5.4.7.10	Memorización de la imagen térmica	217
5.4.7.11	Componente con $I > I_{max}$ térmica	217
5.4.8	Ajustes correspondientes a la Protección contra fallo interruptor 50BF	219
5.4.8.1	Inicio mediante entrada binaria	219
5.4.8.2	Tiempo de supervisión de la señal de autorización	219
5.4.8.3	Sostener la señal interna	219
5.4.8.4	Sostener la señal externa	219
5.4.8.5	Valor umbral de la intensidad de fase-fase, fase-tierra	219
5.4.8.6	Admitir el criterio de contactos auxiliares del interruptor para la protección en la red	220
5.4.8.7	Reposición	220
5.4.8.8	Repetición de disparos	220
5.4.8.9	Retardo T1 repetición de disparo tripolar	220
5.4.8.10	Retardo T2 tripolar	221

<b>5.5</b>	<b>Configuración del sistema de protección en DIGSI 5</b>	<b>222</b>
<b>5.6</b>	<b>Diagrama unifilar</b>	<b>225</b>
<b>5.7</b>	<b>Asignaciones funcionales</b>	<b>226</b>
5.7.1	Conexionados de Entradas analógicas de tensión	227
5.7.2	Conexionados de Entradas analógicas de intensidad	227
5.7.3	Conexionados de Entradas Binarias	227
5.7.4	Conexionados de Salidas Binarias	227
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>229</b>
<b>6.1</b>	<b>Resumen del trabajo realizado</b>	<b>229</b>
<b>6.2</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>229</b>
<b>6.3</b>	<b>Presupuesto del proyecto</b>	<b>230</b>
<b>6.4</b>	<b>Trabajos futuros</b>	<b>231</b>
<b>7</b>	<b>INDICE</b>	<b>232</b>

## **ÍNDICE DE ILUSTRACIONES**

Ilustración 2-1: Componentes del transformador de potencia [2] .....	19
Ilustración 2-2: Núcleo del transformador de potencia [3] .....	20
Ilustración 2-3: Núcleo real del transformador de potencia [4] .....	20
Ilustración 2-4: Arrollamientos simétricos - [5] .....	21
Ilustración 2-5: Arrollamientos concéntricos - [5] .....	21
Ilustración 2-6: Núcleo real de un transformador [6] .....	21
Ilustración 2-7: Esquema de un transformador [7] .....	22
Ilustración 2-8: Importancia de cada elemento del transformador [8] .....	23
Ilustración 2-9: Circuito magnético del transformador [7] .....	24
Ilustración 2-10: Esquema final de funcionamiento [7] .....	25
Ilustración 2-11: Diagrama fasorial final de funcionamiento [9] .....	25
Ilustración 2-12: Esquema secundario transformador [7] .....	26
Ilustración 2-13: Potencia de vacío vs Tensión aplicada .....	27
Ilustración 2-14: Disminución de pérdidas .....	27
Ilustración 2-15: Ciclo histéresis [11] .....	28
Ilustración 2-16: Esquema para los datos de pérdidas en el cobre [11] .....	30
Ilustración 2-17: pararrayos [16] .....	32
Ilustración 2-18: Cable de guarda [17] .....	32
Ilustración 2-19: Jaula de Faraday rodeando una Bobina Tesla [18] .....	32
Ilustración 2-20: Ejemplos de sobretensión [17] .....	33
Ilustración 2-21: Incendio de un transformador [19] .....	35
Ilustración 2-22: Faltas internas y externas de la cuba [20] .....	35
Ilustración 2-23: Curva Bath-Tub (vida útil transformador) [23] .....	39
Ilustración 2-24: Importancia de métodos de diagnóstico para la estimación de condición de un transformador [23] .....	40
Ilustración 2-25: Localización del transformador de potencia en la red de transporte .....	43
Ilustración 2-26: Estructura de operación del SEP [25] .....	45
Ilustración 3-1: Transformador de medida de intensidad Siemens [2] .....	51
Ilustración 3-2: Transformador de medida de intensidad [27] .....	51
Ilustración 3-3: Funcionamiento transformador de medida de intensidad del TI [27] .....	52
Ilustración 3-4: Saturación TI [27] .....	54
Ilustración 3-5: Codo de saturación TI [27] .....	55
Ilustración 3-6: Transformador de medida de tensión Siemens [2] .....	55
Ilustración 3-7: Circuito equivalente transformador de tensión [27] .....	56
Ilustración 3-8: Línea cronológica Relés de Protección .....	58
Ilustración 3-9: Relé de protección de transformador - ABB [28] .....	59
Ilustración 3-10: Relé de protección de transformador - Siemens [2] .....	60
Ilustración 3-11: Relé de protección de transformador - Schneider [17] .....	60
Ilustración 3-12: Sobrecarga [30] .....	62
Ilustración 3-13: Cortocircuitos simétrico y asimétrico [31] .....	63
Ilustración 3-14: Inrush en las tres fases [2] .....	64
Ilustración 3-15: Evolución de la corriente en la energización del transformador .....	65
Ilustración 3-16: Relé Buchholz [33] .....	67
Ilustración 3-17: Esquema lógico subalcance permisivo [27] .....	71
Ilustración 3-18: Subalcance con aceleración de zona [27] .....	71
Ilustración 3-19: Sobrealcance permisivo [27] .....	72
Ilustración 3-20: Sobrealcance a bloqueo [27] .....	72
Ilustración 3-21: Transformadores de Gran Potencia (Alta Tensión) [2] .....	74



Ilustración 3-22: Reactancia shunt ajustable [2] .....	74
Ilustración 3-23: Transformador de Distribución (pequeña potencia) [2] .....	75
Ilustración 3-24: Transformador de Baja Potencia (Baja Tensión) [2] .....	75
Ilustración 3-25: Entradas y salidas del sistema de protección en función de la potencia del transformador.....	76
Ilustración 4-1: Vistas delantera y trasera 7UT86 [2] .....	87
Ilustración 4-2: Funcionamiento de la protección diferencial de transformador [2] .....	91
Ilustración 4-3: característica de disparo 87T [2] .....	92
Ilustración 4-4: Localización de la protección diferencial de transformador [2].....	93
Ilustración 4-5: Principio básico de la protección diferencial de neutro sensible del transformador 87N/87REF [2] .....	93
Ilustración 4-6: Conexión de un lado de puesta a tierra trifásico en un autotransformador [2] .....	94
Ilustración 4-7: Característica de disparo 87N/87REF [2] .....	95
Ilustración 4-8: Protección de sobrecorriente instantánea .....	97
Ilustración 4-9: Protección de sobrecorriente de tiempo definido.....	97
Ilustración 4-10: Protección de sobrecorriente de tiempo inverso.....	97
Ilustración 4-11: Curva característica de la dirección en el diagrama R-X [2] .....	100
Ilustración 4-12: curva de operación Prot. Distancia con Característica Poligonal [2].....	101
Ilustración 4-13: Esquema protectivo transformador de potencia en línea AT/MAT [2] .....	102
Ilustración 4-14: Zonas de operación Prot. Distancia (generación) [2] .....	102
Ilustración 4-15: Zonas de operación Prot. Distancia (transporte) [2] .....	103
Ilustración 4-16: Distribución de corrientes en CC monofásico [2] .....	104
Ilustración 4-17: Medida de la impedancia en CC monofásico [2] .....	104
Ilustración 4-18: Distribución de corrientes en CC bifásico [2].....	105
Ilustración 4-19: medida de la impedancia en CC bifásico [2] .....	105
Ilustración 4-20: característica de disparo con polígono operativo [2] .....	106
Ilustración 4-21: Detección de faltas a tierra para redes puestas a tierra. [2].....	107
Ilustración 4-22: Ejemplo de foco térmico [2] .....	109
Ilustración 4-23: Localización protección sobreexcitación [2] .....	110
Ilustración 4-24: Zona de disparo escalón dependiente 24T [2] .....	111
Ilustración 4-25: característica de disparo sobreexcitación [2].....	111
Ilustración 4-26: diagrama de bloques función de sobreexcitación [2] .....	112
Ilustración 4-27: inicio interno Prot. fallo interruptor [2] .....	113
Ilustración 4-28: inicio externo Prot. Fallo interruptor [2] .....	113
Ilustración 4-29: Diagrama de bloques inicio externo dinámico y estático función 50BF [2].....	114
Ilustración 4-30: diagrama de bloques Prot. oscilación de potencia [2].....	116
Ilustración 4-31: Inrush Trafo Yn-y [2] .....	117
Ilustración 4-32: 2º armónico Inrush Yn-y [2] .....	117
Ilustración 4-33: Inrush Trafo Dy [2] .....	117
Ilustración 4-34: 2º armónico Inrush Dy [2] .....	117
Ilustración 4-35: Diagrama de bloques protección contra Inrush [2].....	118
Ilustración 4-36: Intensidad de magnetización Inrush [2].....	118
Ilustración 4-37: Evaluación de la corriente de magnetización Inrush [2] .....	118
Ilustración 4-38: Localización relé Buchholz e indicador de nivel de presión [2].....	119
Ilustración 4-39: Formación de gases en el transformador [2] .....	119
Ilustración 4-40: Señal de alarma en relé Buchholz [2] .....	120
Ilustración 4-41: Señal de disparo relé Buchholz [2].....	120
Ilustración 5-1: Estabilización adicional faltas externas [2] .....	124
Ilustración 5-2: Característica de arranque Prot. diferencial [2] .....	124
Ilustración 5-3: Corriente Inrush en las tres fases [2] .....	126

Ilustración 5-4: Transformador Yd5 [2] .....	128
Ilustración 5-5: curva característica función diferencial del transformador [2] .....	131
Ilustración 5-6: lógica de detección de arranque Prot. Diferencial [2] .....	132
Ilustración 5-7: Lógica detección de inrush de cierre [2] .....	133
Ilustración 5-8: lógica de detección de corriente continua [2] .....	134
Ilustración 5-9: detección de componentes continuas (IDIFF) [2] .....	135
Ilustración 5-10: Característica de disparo IDIFF FAST [2] .....	136
Ilustración 5-11: Característica de la protección diferencial de faltas a tierra [2] .....	138
Ilustración 5-12: Característica de disparo de la protección diferencial de faltas a tierra [2] .....	139
Ilustración 5-13: Ajuste protección sobreintensidad [2] .....	142
Ilustración 5-14: Selección bucle en sistemas con puesta a tierra [2] .....	142
Ilustración 5-15: selección bucle en redes sin puesta a tierra [2] .....	143
Ilustración 5-16: Criterio de la intensidad homopolar. Característica de arranque [2] .....	144
Ilustración 5-17: Criterio I0/I2. Característica de arranque [2] .....	145
Ilustración 5-18: Característica de disparo con polígono operativo [2] .....	147
Ilustración 5-19: Protección de imagen térmica [2] .....	148
Ilustración 5-20: Variación de temperatura para diferentes intensidades de sobrecarga [2] .....	150
Ilustración 5-21: Principio de operación de la Imagen térmica [2] .....	150
Ilustración 5-22: Comportamiento del modelo térmico sin carga previa [2] .....	151
Ilustración 5-23: Comportamiento del modelo térmico sin carga previa [2] .....	151
Ilustración 5-24: Diagrama de bloques imagen térmica [2] .....	152
Ilustración 5-25: Lógica criterio de contactos auxiliares del interruptor [2] .....	157
Ilustración 5-26: Vectores de impedancia durante una oscilación de potencia y durante un CC. [2] .....	158
Ilustración 5-27: Lógica Análisis de armónicos [2] .....	159
Ilustración 5-28: Transcurso de la intensidad Inrush de cierre (zonas planas) .....	160
Ilustración 5-29: Lógica Procedimiento CWA [2] .....	160
Ilustración 5-30: Modelado de red en PSS SINCAL .....	161
Ilustración 5-31: Datos generales Generador 1 en PSS SINCAL .....	162
Ilustración 5-32: Datos generales Generador 2 en PSS SINCAL .....	163
Ilustración 5-33: Datos generales Generador 3 en PSS SINCAL .....	164
Ilustración 5-34: Datos generales Línea 1 en PSS SINCAL .....	165
Ilustración 5-35: Datos generales Línea 2 en PSS SINCAL .....	166
Ilustración 5-36: Datos generales Línea 3 en PSS SINCAL .....	167
Ilustración 5-37: Datos generales Línea 4 en PSS SINCAL .....	168
Ilustración 5-38: Datos generales Transformador Principal en PSS SINCAL .....	169
Ilustración 5-39: Datos generales Transformador Lado 1 en DIGSI 5 .....	171
Ilustración 5-40: Datos generales Transformador Lado 2 en DIGSI 5 .....	172
Ilustración 5-41: Datos generales Transformador Lado 3 en DIGSI 5 .....	173
Ilustración 5-42: Ajuste Pendiente 1 de Prot. Diferencial de transformador .....	175
Ilustración 5-43: componente de armónicos en caso de sobreexcitación [2] .....	177
Ilustración 5-44: Ajustes de la Prot. Diferencial de Transformador en DIGSI 5 .....	181
Ilustración 5-45: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de AT en DIGSI 5 .....	184
Ilustración 5-46: Gráfica Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de AT en DIGSI 5 .....	184
Ilustración 5-47: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT en DIGSI 5 .....	186
Ilustración 5-48: Gráfica Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT en DIGSI 5 .....	187
Ilustración 5-49: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5 .....	188
Ilustración 5-50: Gráfica Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5 .....	189

Ilustración 5-52: Ajustes Función sobrecorriente tiempo instantáneo en el lado de MAT en DIGSI 5 ....	190
Ilustración 5-53: Gráfica Función sobrecorriente tiempo instantáneo en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	191
Ilustración 5-54: Ajustes Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	193
Ilustración 5-55: Gráfica Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	193
Ilustración 5-56: Tabla 19: Ajustes Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	195
Ilustración 5-57: Gráfica Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	195
Ilustración 5-58: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de AT en DIGSI 5 .....	197
Ilustración 5-59: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de AT .....	197
Ilustración 5-60: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5 .....	198
Ilustración 5-61: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5 .....	199
Ilustración 5-62: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	200
Ilustración 5-63: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	201
Ilustración 5-64: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	202
Ilustración 5-65: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5 .....	202
Ilustración 5-66: selección bucle arranque protección distancia .....	204
Ilustración 5-67: Ajustes protección de distancia en DIGSI 5 .....	211
Ilustración 5-68: Gráfica protección de distancia en DIGSI 5 .....	211
Ilustración 5-69: Ajustes protección contra oscilación de potencia en DIGSI 5 .....	213
Ilustración 5-70: Ajustes Protección cierre sobre falta en DIGSI 5 .....	214
Ilustración 5-71: Ajustes Protección sobrecarga térmica en DIGSI 5 .....	218
Ilustración 5-72: Gráfica Protección contra sobrecarga térmica en DIGSI 5 .....	218
Ilustración 5-73: Ajustes Protección contra fallo interruptor en DIGSI 5 .....	222
Ilustración 5-74: Estructura en árbol de la configuración en DIGSI 5 .....	222
Ilustración 5-75: Puntos de medida de la configuración en DIGSI 5 .....	223
Ilustración 5-76: Lado de AT del transformador en DIGSI 5 .....	223
Ilustración 5-77: Lado de MAT del transformador en DIGSI 5 .....	223
Ilustración 5-78: Lado de MT del transformador en DIGSI 5 .....	223
Ilustración 5-79: Neutro lado de MT del transformador en DIGSI 5 .....	223
Ilustración 5-80: Neutro lado de MAT del transformador en DIGSI 5 .....	224
Ilustración 5-81: Neutro lado de AT del transformador en DIGSI 5 .....	224
Ilustración 5-82: Transformador diferencial en DIGSI 5 .....	224
Ilustración 5-83: Línea 1 en DIGSI 5 .....	224
Ilustración 5-84: Interruptor 1 en DIGSI 5 .....	224
Ilustración 5-85: Interruptor 2 en DIGSI 5 .....	224
Ilustración 5-86: Interruptor 3 en DIGSI 5 .....	225
Ilustración 5-87: Diagrama unifilar .....	226

## **ÍNDICE DE ECUACIONES**

Ecuación 1: VAN.....	16
Ecuación 2: Fuerza electromotriz [7] .....	24
Ecuación 3: Tensión aplicada [7] .....	24
Ecuación 4: Valor eficaz de la fuerza electromotriz [7].....	24
Ecuación 5: Fuerza electromotriz primaria [7] .....	25
Ecuación 6: Tensión primaria [7] .....	25
Ecuación 7: Fuerza electromotriz secundaria [7] .....	26
Ecuación 8: Fuerza electromotriz secundaria [7] .....	26
Ecuación 9: relaciones entre primario y secundario del transformador [7] .....	26
Ecuación 10: Relación de transformación con tensiones [7] .....	27
Ecuación 11: Pérdidas por histéresis [11] .....	28
Ecuación 12: Pérdidas de Foucault o parásitas [11].....	28
Ecuación 13: Pérdidas en el hierro [11].....	29
Ecuación 14: Aproximación [7] .....	29
Ecuación 15: Aproximación con relación de transformación [7].....	29
Ecuación 16: Relación de transformación con corrientes [7].....	29
Ecuación 17: Pérdidas en el cobre [11] .....	30
Ecuación 18: Relación tensiones e intensidades [7] .....	40
Ecuación 19: Tensión vectorial del secundario del TI [27] .....	52
Ecuación 20: Intensidad vectorial del primario del TI referenciado al secundario del TI [27] .....	52
Ecuación 21: Tensión vectorial en carga del secundario del TI [27] .....	52
Ecuación 22: Intensidad vectorial del primario del TI referenciado al secundario del TI [27] .....	52
Ecuación 23: Errores de intensidad TI [27] .....	53
Ecuación 24: Tensión vectorial del primario referenciado al secundario del TT [27] .....	56
Ecuación 25: Tensión eficaz del secundario del TT [27] .....	56
Ecuación 26: Intensidad vectorial del primario del TT referenciado al secundario [27] .....	56
Ecuación 27: Error de tensión TT [27] .....	56
Ecuación 28: Coste falta [25].....	82
Ecuación 29: 1ª Ley de Kirchhoff.....	91
Ecuación 30: Intensidad de punto neutro .....	94
Ecuación 31: Factor intensidad punto neutro.....	94
Ecuación 32: impedancia del bucle fase-fase [2] .....	100
Ecuación 33: impedancia del bucle fase-tierra [2] .....	100
Ecuación 34: factor de adaptación para cada posición [2].....	127
Ecuación 35: factor de referencia promedio [2] .....	127
Ecuación 36: tensión de referencia [2] .....	127
Ecuación 37: factor para característica no sensible [2] .....	128
Ecuación 38: corrección del grupo vectorial [2] .....	128
Ecuación 39: matriz corrección grupo vectorial.....	128
Ecuación 40: matriz simplificada de corrección grupo vectorial.....	129
Ecuación 41: consideración de la intensidad el punto neutro [2] .....	129
Ecuación 42: intensidad diferencial [2].....	130
Ecuación 43: intensidad para cada fase de cada punto de medida [2].....	130
Ecuación 44: intensidad diferencial [2].....	136
Ecuación 45: intensidad homopolar [2] .....	137
Ecuación 46: factor para la adaptación del valor de medida [2] .....	137
Ecuación 47: intensidad diferencial PDT [2] .....	137
Ecuación 48: Intensidad estabilización PDT [2] .....	137

Ecuación 49: intensidad homopolar autotransformador [2] .....	138
Ecuación 50: intensidad estabilización autotransformador [2] .....	138
Ecuación 51: intensidad de referencia para el disparo [2] .....	140
Ecuación 52: Potencia disipada [2] .....	148
Ecuación 53: constante térmica de la máquina [2] .....	148
Ecuación 54: Calentamiento de la máquina eléctrica [2] .....	148
Ecuación 55: corriente máxima [2] .....	148
Ecuación 56: sobrecarga máxima de la máquina [2] .....	148
Ecuación 57: intensidad relativa de carga [2] .....	149
Ecuación 58: temperatura alcanzada en un tiempo t [2] .....	149
Ecuación 59: temperatura ambiente [2] .....	149
Ecuación 60: Ecuación diferencial [2] .....	149
Ecuación 61: temperatura del foco térmico [2] .....	153
Ecuación 62: envejecimiento relativo [2] .....	153
Ecuación 63: tasa de envejecimiento medio relativo [2] .....	153
Ecuación 64: cociente de sobreexcitación .....	154
Ecuación 65: Valor umbral de IDIF rápido .....	178
Ecuación 66: factor de adaptación de IDIF rápido .....	179
Ecuación 67: valor umbral de la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo (primario) .....	183
Ecuación 68: valor umbral de la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo (secundario) .....	183
Ecuación 69: tiempo de la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo .....	183
Ecuación 70: Valor umbral Funcion de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT (primario) .....	186
Ecuación 71: Valor umbral Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT (secundario) .....	186
Ecuación 72: Valor umbral Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de MAT (primario) .....	190
Ecuación 73: Valor umbral Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de MAT (secundario) .....	190
Ecuación 74: Valor umbral Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT (primario) .....	192
Ecuación 75: Valor umbral Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT (secundario) .....	192
Ecuación 76: impedancia del transformador .....	205
Ecuación 77: impedancia de la línea adyacente más larga (sec. Directa) .....	205
Ecuación 78: impedancia de la línea adyacente más larga (sec. inversa) .....	205
Ecuación 79: alcance de la zona 1 de la protección de distancia (primario) .....	205
Ecuación 80: alcance de la zona 1 de la protección de distancia (secundario) .....	205
Ecuación 81: alcance reactivo de la zona 1 de la protección de distancia (secundario) .....	205
Ecuación 82: impedancia máxima nominal medida por la protección de distancia .....	205
Ecuación 83: alcance resistivo fase-tierra de la zona 1 de la protección de distancia (primario) .....	205
Ecuación 84: alcance resistivo fase-tierra de la zona 1 de la protección de distancia (secundario) .....	205
Ecuación 85: alcance resistivo fase-fase de la zona 1 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 86: alcance de la zona 2 de la protección de distancia (primario) .....	206
Ecuación 87: alcance de la zona 2 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 88: alcance reactivo de la zona 2 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 89: alcance resistivo fase-tierra de la zona 2 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 90: alcance resistivo fase-fase de la zona 2 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 91: alcance de la zona 3 de la protección de distancia (primario) .....	206
Ecuación 92: alcance de la zona 3 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 93: alcance reactivo de la zona 3 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 94: alcance resistivo fase-tierra de la zona 3 de la protección de distancia (secundario) .....	206

Ecuación 95: alcance resistivo fase-fase de la zona 3 de la protección de distancia (secundario) .....	206
Ecuación 96: intensidad fase mínima de la corriente de fase para la protección de distancia .....	207
Ecuación 97: umbral de sobrecorriente para la protección de distancia .....	207
Ecuación 98: Umbral de alarma térmica para la protección de sobrecarga térmica .....	215
Ecuación 99: Factor para la protección de sobrecarga térmica .....	215
Ecuación 100: Constante de tiempo térmica para la protección de sobrecarga térmica .....	216
Ecuación 101: valor de la constante térmica .....	216
Ecuación 102: constante enfriamiento .....	216
Ecuación 103: horas dedicadas al TFG por el alumno .....	230
Ecuación 104: horas dedicadas al TFG por el tutor .....	231

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1: Elementos del transformador de potencia [7] .....	22
Tabla 2: Características de las sobretensiones .....	34
Tabla 3: Descripción de los sistemas de refrigeración típicos de los transformadores empleados .....	38
Tabla 4: Probabilidad de faltas [23] .....	39
Tabla 5: Características general del Transformador de Potencia en estudio [24] .....	42
Tabla 6: Datos de las líneas de la red de transporte .....	43
Tabla 7: Datos del equivalente Thèvenin de la red de transporte .....	43
Tabla 8: Datos del transformador de potencia en la red de transporte .....	43
Tabla 9: Grupos de transformadores según su potencia .....	75
Tabla 10: Sistema de protección asociado a cada grupo de transformador según su potencia .....	76
Tabla 11: Estadística de fallos de transformadores 66kV-109kV [34] .....	79
Tabla 12: Estadística de fallos de transformadores 110kV-149kV [34] .....	79
Tabla 13: Estadística de fallos de transformadores 150kV-199kV [34] .....	80
Tabla 14: Estadística de fallos de transformadores 200kV-299kV [34] .....	80
Tabla 15: Estadística de fallos de transformadores 300kV-399kV [34] .....	81
Tabla 16: Estadística de fallos de transformadores 500kV-599kV [34] .....	81
Tabla 17: Estadística de fallos de transformadores 600kV-799kV [34] .....	82
Tabla 18: Estadística de faltas en el transformador (1998-2002) [34] .....	82
Tabla 19: Probabilidad aparición faltas .....	83
Tabla 20: Funciones mínimas requeridas por el sistema de protección del transformador de potencia .....	86
Tabla 21: Datos generales del relé 7UT86 .....	87
Tabla 22: Selección de bucles [2] .....	99
Tabla 23: Falta - Función de protección .....	121
Tabla 24: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de AT .....	183
Tabla 25: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT .....	186
Tabla 26: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de AT .....	188
Tabla 27: Ajustes Función sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de MAT .....	190
Tabla 28: Ajustes Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT .....	192
Tabla 29: Ajustes Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de MAT .....	194
Tabla 30: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de AT .....	196
Tabla 31: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de AT .....	198
Tabla 32: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de MAT .....	200
Tabla 33: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de MAT .....	201
Tabla 34: Ángulo característico protección de distancia .....	203
Tabla 35: Ajustes protección de distancia .....	209
Tabla 36: Ajustes protección contra oscilación de potencia .....	212
Tabla 37: Ajustes Protección cierre sobre falta .....	213
Tabla 38: valores de medida funcionales de la protección de sobrecarga .....	214
Tabla 39: Ajustes Protección sobrecarga térmica .....	217
Tabla 40: Ajustes Protección contra fallo interruptor .....	221
Tabla 41: Presupuesto del Tutor del TFG: David López Cortón .....	230
Tabla 42: Presupuesto del Alumno del TFG: Amparo M <sup>a</sup> Moreno Parceró .....	230

# 1 CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Objetivo

En el presente trabajo se tratará de justificar y aplicar el sistema de protección asociado a un transformador de potencia de 220/132 kV de 150MVA. Para el análisis del sistema de protección se procederá al estudio del principio de funcionamiento y constitución física del transformador, para posteriormente analizar los diferentes fallos que pueden darse en el mismo y seleccionar las funciones del sistema de protección más idóneas para cada uno de ellos. Una vez estudiadas las funciones del sistema de protección, se determinarán los criterios de ajuste aplicable al transformador 220/132 kV DE 150 MVA y se realizarán los cálculos necesarios para la realización de los ajustes de las protecciones del mismo.

## 1.2 Entorno socioeconómico

### 1.2.1 Entorno social

El presente documento realizará el análisis y la implantación del sistema de protección del transformador de potencia en concepto de sustitución, a una plataforma y sistema de protección más actuales que eliminan posibles errores y dotan a la red de un nivel mayor de protección.

El entorno social no se verá afectado con esta sustitución, sino todo lo contrario. Este cambio implicará mejoras en el entorno del sistema eléctrico de potencia, atendiendo a los siguientes principios:

- Seguridad de las personas.
- Fiabilidad de las protecciones, tanto en seguridad como en obediencia.
- Calidad de la energía eléctrica.
- Economía.

### 1.2.2 Entorno económico

Todo proyecto necesita la aportación de un análisis económico para conocer la rentabilidad del mismo. En este caso puede analizarse a través del Valor Actual Neto (VAN), con el que calcularemos el índice para tomar las decisiones oportunas con las conclusiones del presente documento.

El VAN corresponde al valor monetario de la diferencia entre los flujos de entrada y salida de caja, restando la inversión inicial en el momento de inicio del proyecto. La fórmula del VAN es:

$$VAN = -Inversión\ inicial\ (\text{€}) + \frac{(B_0 - C_0)}{(1+i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+i)^2} \dots + \frac{(B_n - C_n)}{(1+i)^n}$$

**Ecuación 1: VAN**

*n* vida del proyecto

*B<sub>n</sub>* beneficio neto para el año correspondiente *n*

*C<sub>n</sub>* coste neto para el año correspondiente *n*

*i* tasas de interés

En el caso de estudio, no se disponen de antecedentes con los cuales poder realizar una aproximación del valor del VAN y poder tomar una decisión al respecto.





## 1.5 Normativa aplicable

- 2004/108/CE Directiva europea de compatibilidad electromagnética
- 2006/95/CE Directiva europea de baja tensión
- 1999/5/CE Directiva europea de eq. radioeléctricos y equipos terminales de comunicación
- ANSI C37.90 (IEEE 314 y 472) “Relays and relay systems associated with electronic power apparatus”. Esta revisión incluye el suplemento “Guide for surge withstand capability (SWC) test”.
- IEC60255
- Relés de medida y equipos de protección. En su última edición
- IEC60255-12 Relés de distancia en su última edición
- UNE 21136 Relés eléctricos. Partes vigentes que aplican en su última edición
- UNE-EN 60068-2-1 Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayo a frío.
- UNE-EN 60947-1 Aparata de baja tensión. Reglas generales.
- UNE-EN 61010-1 Requisitos de seguridad de equipos eléctricos de medida, control y uso en laboratorio. Requisitos generales.
- UNE 20324 / (IEC 60529)
- Grados de protección proporcionados por las envolventes. (Código IP).
- EN 60875-5 Equipos y sistemas de telecontrol. Parte 5: Protocolos de transmisión.
- IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations
- IRIG STANDARD 200-04 TIMING COMMITTEE/ TELECOMMUNICATIONS AND TIMING GROUP/ RANGE
- COMMANDERS COUNCIL
- COMTRADE IEEE Std. C37.111 COMTRADE
- IEEE 802.3 (2012) Carrier sense multiple access with Collision Detection (CSMA/CD) Access Method and Physical Layer Specification.
- IEEE C37.91 Guide for protecting Power Transformers
- Los equipos deberán cumplir además la siguiente normativa interna de REE:
  - ET051 “Procedimiento de pintura para cuadros y paneles”
  - ET066 “Procedimiento de conexionado de cuadros y paneles”
  - ET067 “Bornas de paso y seccionables para conductores”
  - ET071 “Cables de fuerza, control y alumbrado”
  - ET083 “Embalaje, marcado y envío para equipos y materiales”

## 2 CAPÍTULO 2. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

### 2.1 Misión del transformador

#### 2.1.1 Definición

El transformador de potencia, es una máquina estática de corriente alterna que permite variar tensión y/o corriente manteniendo constante la frecuencia y la potencia [1]

#### 2.1.2 Misión

Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, transformando la electricidad que le llega al devanado primario en energía magnética, que se convierte de nuevo en electricidad en las condiciones deseadas en el devanado secundario. Se consigue reducir o elevar la tensión y corriente, entre dos circuitos que se transmiten potencia a dos niveles de tensión distintos. Este fenómeno será detallado en la sección 2.3.

### 2.2 Constitución física

El transformador se compone de arrollamientos aislados eléctricamente entre sí y devanados sobre un mismo núcleo de hierro. El arrollamiento de mayor nivel de tensión será considerado como el primario, mientras que los niveles de tensión inferiores se denominarán secundarios y terciarios.

El transformador estará dotado de un sistema de refrigeración, bien por convección o bien por líquido, que será función de la energía a transformar. Los diferentes sistemas de refrigeración y sus posibles fallos se explicarán en detalle en la sección 2.6.8.

A continuación se muestra una figura general del transformador de potencia.

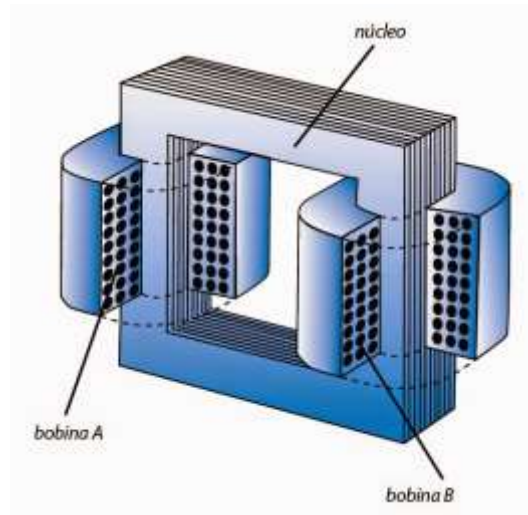


Ilustración 2-1: Componentes del transformador de potencia [2]

### 2.2.1 Núcleo

El núcleo tal como se aprecia en las figuras 2-2 y 2-3, está formado por un material ferromagnético que favorece la propagación del flujo, minimizando así el flujo de dispersión. De tal manera que no existe una conexión eléctrica directa entre los arrollamientos del transformador.

Las chapas magnéticas que lo constituyen se suelen montar a tope o solapadas para evitar el flujo de dispersión comentado anteriormente y que éste no cambie su dirección bruscamente. Al objeto de minimizar las pérdidas en el hierro debido a las corrientes parásitas, que se explicarán en detalle en la sección 2.3.4 y que se conocen como Corrientes de Foucault, la sección conductora del flujo magnético se divide en pequeñas partes o láminas y se intercalan entre ellas un papel o barniz aislante.



**Ilustración 2-2: Núcleo del transformador de potencia [3]**



**Ilustración 2-3: Núcleo real del transformador de potencia [4]**

Existen varios tipos de núcleos magnéticos, que se pueden diferenciar como los de flujo libre y flujo ligado. La diferencia entre ellos es la reluctancia relacionada a la cantidad de chapa magnética utilizada.

Los transformadores de flujo libre son los bancos de transformadores, transformadores acorazados y transformadores de cinco columnas. En estos, los caminos que recorre el flujo son de baja reluctancia.

Los transformadores de flujo ligado son los transformadores de tres columnas. A diferencia de los anteriores, los caminos que encierra el flujo magnético son de alta reluctancia.

Los transformadores de cinco columna son denominados “Transformadores de flujo cuasi libre”

Los arrollamientos están directamente relacionados con el número de espiras y la sección del hilo de cada uno de ellos. Para poder seleccionarlos de forma correcta, se estudian los valores de tensión e intensidad de entrada y salida que tendrán que soportar a lo largo de su vida útil. El material empleado es pletina de cobre electrolítico de alta pureza de sección rectangular con conductores transpuestos aislados con papel Kraft.

Generalmente, los arrollamientos del bobinado interior son de baja tensión, y los exteriores de alta tensión. Las formas de los arrollamientos de las bobinas en el núcleo podrán ser, simétricas o concéntricas. Podremos ver las distintas configuraciones en la Ilustración 2-4 y la Ilustración 2-5

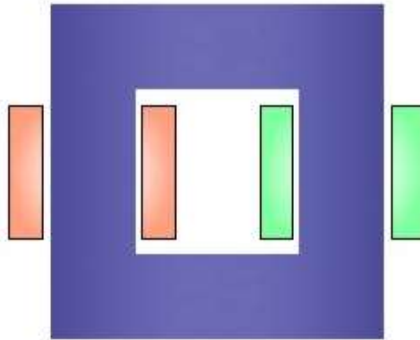


Ilustración 2-4: Arrollamientos simétricos - [5]

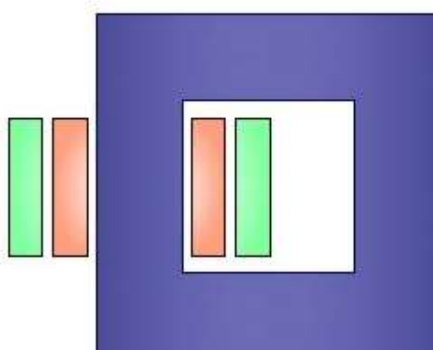


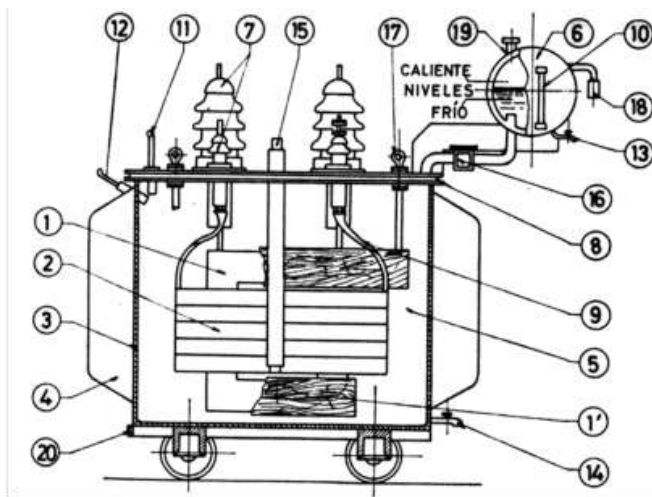
Ilustración 2-5: Arrollamientos concéntricos - [5]



Ilustración 2-6: Núcleo real de un transformador [6]

### 2.2.2 Esquema de un transformador

A continuación se puede observar una representación esquemática del transformador donde se puede diferenciar cada una de las partes que lo componen. Con ayuda de este esquema, a lo largo del presente trabajo, se podrá hacer referencia a cada uno de los componentes del transformador que sean necesarios.



**Ilustración 2-7: Esquema de un transformador [7]**

Se enumeran cada uno de los elementos marcados anteriormente en la Tabla 1 las partes que lo componen. Con ayuda de esta información, se podrá hacer referencia a cada uno de los elementos del transformador cada vez que sea necesario.

Localizador	Nombre
1	Núcleo
2	Devanados
3	Cuba o tanque
4	Aletas de refrigeración
5	Aceite
6	Depósito de expansión
7	Aisladores pasantes
8	Junta
9	Conexiones
10	Nivel de aceite
11	Termómetro
12	Termómetro
13	Grifo de vaciado
14	Grifo de vaciado y toma de muestras
15	Conmutador de tomas
16	Relé Buchholz
17	Arillas de elevación
18	Desecador de aire
19	Tapón de llenado
20	Puesta a tierra

**Tabla 1: Elementos del transformador de potencia [7]**

En la siguiente Ilustración 2-8, se expone un diagrama de pastel que expone la importancia sobre la estructura general del transformador, por cada una de las partes que la componen.

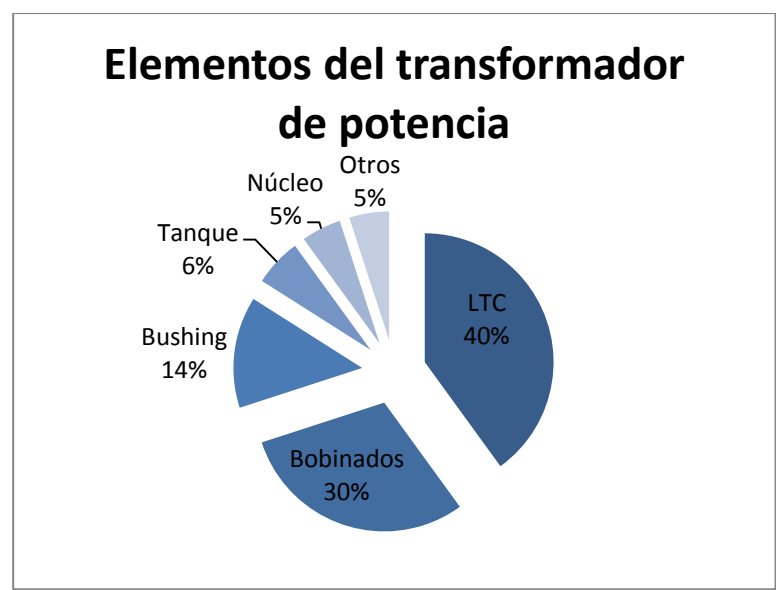


Ilustración 2-8: Importancia de cada elemento del transformador [8]

El término bushing que aparece en la Ilustración 2-8, se refiere a los aisladores capacitivos de las bornas requeridos en el transformador.

## 2.3 Principio de funcionamiento

En este apartado se citará el principio de funcionamiento del transformador de potencia según [7].

Al circular corriente alterna por uno de los arrollamientos, se crea un campo magnético alterno en el núcleo. La mayor parte de este flujo atraviesa el otro arrollamiento e induce en él una fuerza alterna denominada fuerza electromotriz.

A lo largo de esta sección se explicará en detalle este fenómeno ya que en un transformador real, las líneas del flujo magnético no están confinadas enteramente en el hierro, sino que algunas de ellas “circulan y se cierran” a través del aire.

También se expondrá cómo la potencia obtenida de un transformador es inferior a la potencia suministrada al mismo, debido a la existencia de pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro.

Supongamos un circuito magnético tal como se dispone en la siguiente figura:

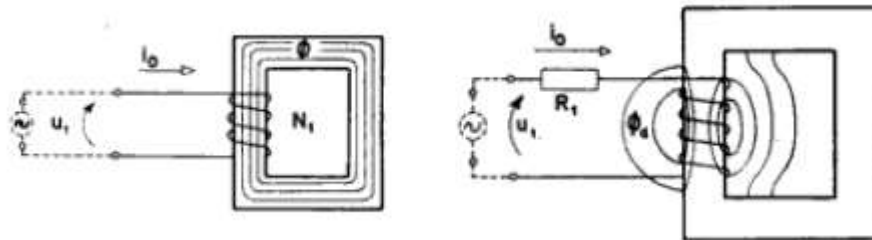


Ilustración 2-9: Circuito magnético del transformador [7]

En las espiras se origina una fuerza electromotriz ( $e_1$ ), por autoinducción, atendiendo a la fórmula:

$$e_1 = -N_1 \cdot \frac{d\Phi}{dt}$$

Ecuación 2: Fuerza electromotriz [7]

Si despreciamos las caídas de tensión en la resistencia, la tensión aplicada será directamente igual pero de signo opuesto a la  $e_1$ .

$$u_1 + e_1 = 0$$

Ecuación 3: Tensión aplicada [7]

Siendo el valor eficaz de  $e_1$ :

$$E_1 = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \omega \cdot N_1 \cdot \Phi_m = 4,44 \cdot N_1 \cdot f \cdot s \cdot B_m^2$$

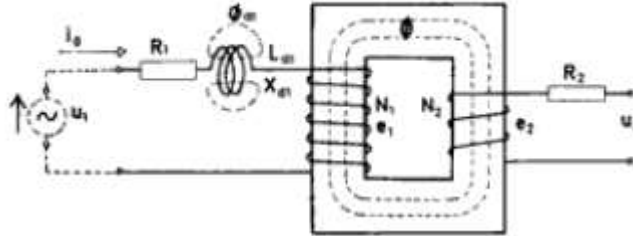
Ecuación 4: Valor eficaz de la fuerza electromotriz [7]

Sin embargo, el transformador no es ideal, y aparecerá el denominado flujo de dispersión. La idea anterior del flujo común es simple y práctica, por lo que para efectos de aplicación se puede conservar la idea y se representarán de forma separada el flujo común y el flujo disperso

Por tanto, para comprender el principio de funcionamiento del transformador de potencia, se adoptarán las siguientes premisas:



- La siguiente figura muestra la idea final de funcionamiento:



Si se desprecian los efectos del flujo de dispersión, resultan las siguientes ecuaciones finales que rigen el circuito equivalente del transformador de potencia:

$$E_1 = -N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt}$$

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + \underline{I}_{rr} \cdot R_1 + \underline{I}_{rs} \cdot jX_{d1}$$

25

Para la obtención de cada uno de los parámetros que intervienen en el transformador, se realizan dos ensayos, el ensayo de vacío y el ensayo en carga. De esta manera se obtienen unos resultados prácticos que representan la realidad del transformador de potencia.

### 2.3.1 Ensayo en vacío

Los principales datos a determinar son las pérdidas en el hierro, la corriente de vacío y la relación de transformación [10].

Al estar el transformador en vacío, no entrega potencia, y toda la que absorbe se gasta en pérdidas. Como la corriente secundaria es nula, en ese arrollamiento no hay pérdidas en el cobre y, por otra parte como la corriente primaria en vacío es mucho menor a la nominal, las pérdidas en el cobre del primario son despreciables. Entonces si la tensión y la frecuencia son nominales, las pérdidas en el hierro también serán nominales.

Las pérdidas en el hierro se determinan por la suma de las pérdidas por corrientes parásitas (apartado 2.3.4) y por histéresis (apartado 2.3.3).

El cálculo de las pérdidas en el cobre se detalla en el apartado 2.3.5.

La determinación de la corriente de vacío viene dada por la lectura de un amperímetro conectado al circuito en estudio.

La relación de transformación se expone en la Ecuación 10.

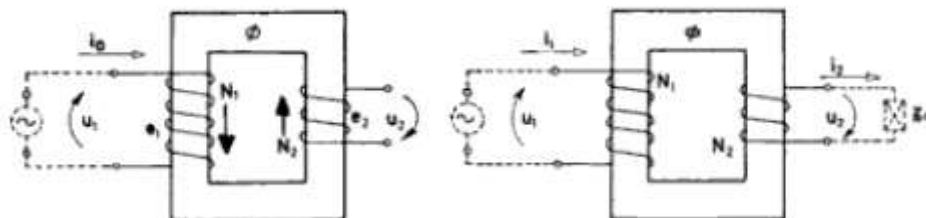
Para realizar este ensayo ha de conectarse el primario a su tensión y frecuencia nominales, mientras que el secundario permanece en circuito abierto. En éste se induce una fem alterna sinusoidal tal que:

$$e_2 = u_2 = -N_2 \cdot \frac{d\phi}{dt}$$

**Ecuación 7: Fuerza electromotriz secundaria [7]**

$$E_2 = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \omega \cdot N_2 \cdot \phi_m = 4,44 \cdot N_2 \cdot f \cdot s \cdot B_m^2$$

**Ecuación 8: Fuerza electromotriz secundaria [7]**



**Ilustración 2-12: Esquema secundario transformador [7]**

La intensidad por el secundario es nula, por lo que la tensión aplicada en el secundario será igual a la fem en dicho lado. Con lo que:

$$\frac{u_1}{u_2} = \frac{U_{1n}}{U_{2n}} = \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{N_1}{N_2}$$

**Ecuación 9: relaciones entre primario y secundario del transformador [7]**

Siendo la relación de transformación nominal el cociente entre la tensión nominal del primario y la tensión del secundario en vacío:

$$r_n = \frac{U_{1,nominal}}{U_{2,nominal}} = \frac{U_{1,nominal}}{U_{2,vacio}} \approx \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Ecuación 10: Relación de transformación con tensiones [7]

En Ilustración 2-13 se representa, a frecuencia constante, cómo varían las pérdidas en el hierro de forma aproximadamente cuadrática con la inducción máxima y la tensión aplicada.

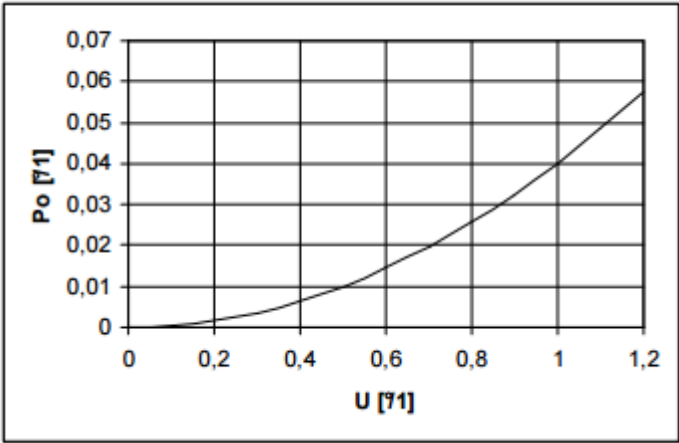


Ilustración 2-13: Potencia de vacío vs Tensión aplicada

### 2.3.1.1 Pérdidas por histéresis

El núcleo del transformador se encuentra dentro del campo magnético generado por el mismo e invierte continuamente su polaridad, variando con la misma frecuencia el sentido del campo magnético. Esta inversión del sentido de orientación requiere de energía que es tomada de la fuente que suministra la alimentación, lo cual representa una pérdida de potencia.

Para conseguir bajas pérdidas se puede seguir el siguiente esquema:

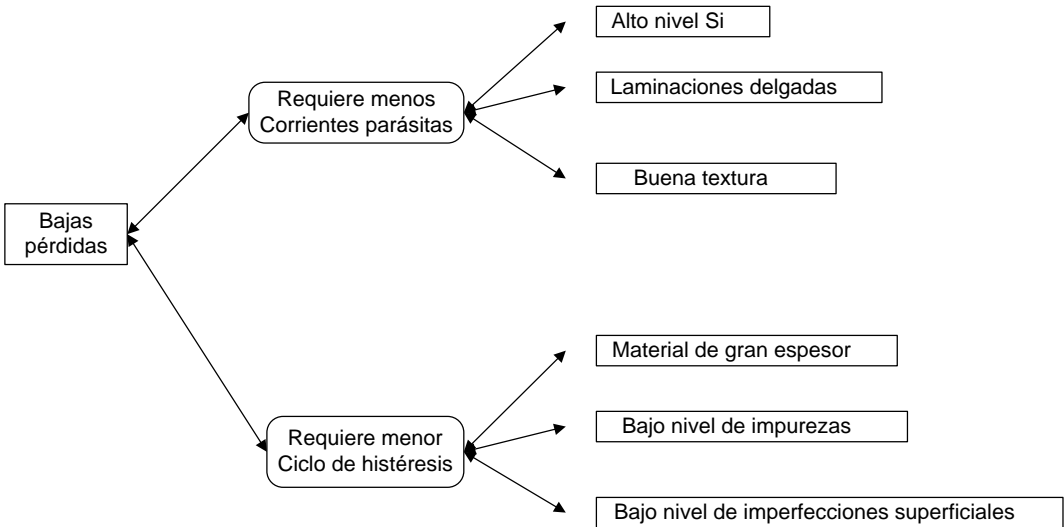
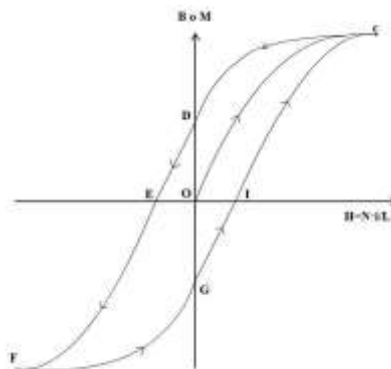


Ilustración 2-14: Disminución de pérdidas

Debido a las pérdidas que inevitablemente aparecen durante el funcionamiento del transformador (efecto Joule, histéresis, Foucault), el transformador deberá estar diseñado para soportar las mencionadas más la potencia nominal del propio transformador. Estas pérdidas no deben poner en peligro al transformador por sobrecalentamiento o envejecimiento de los conductores y aislantes.

La histéresis es el fenómeno producido por la imantación de los materiales ferromagnéticos cuando no dependen del valor del flujo, sino de estados magnéticos anteriores. El transformador está sometido a un flujo variable que provoca una pérdida de energía que se propaga en forma de calor.

A continuación se puede ver una gráfica que representa el ciclo de histéresis de un transformador:



**Ilustración 2-15: Ciclo histéresis [11]**

Las pérdidas por histéresis vendrán dadas por la siguiente fórmula, siendo directamente proporcional al flujo máximo elevado a un exponente cercano a dos.

$$P_H = K_h \cdot f \cdot \beta_{max}^n$$

**Ecuación 11: Pérdidas por histéresis [11]**

Pero las pérdidas en el hierro también son debidas a otro fenómeno, que son las corrientes de Foucault.

### **2.3.1.2 Pérdidas por corrientes de Foucault**

Las corrientes de Foucault son aquellas producidas en cualquier material conductor cuando está sometido a un flujo magnético variable. El núcleo del transformador está constituido como vimos en anteriores secciones por materiales magnéticos, que son muy buenos conductores. Esto genera una fuerza inducida que origina las corrientes de circulación.

Por lo que las pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault, dependerán del tipo de material del que esté constituido el núcleo magnético.

Para el cálculo de estas pérdidas haremos uso de fórmula que sigue:

$$P_f = \frac{2,2 \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 \cdot \Delta^2}{10^{11}}$$

**Ecuación 12: Pérdidas de Foucault o parásitas [11]**

Finalmente podemos concluir que las pérdidas totales en el hierro son la suma de las pérdidas por Foucault y por histéresis:

$$P_F + P_H = P_{fe}$$

#### Ecuación 13: Pérdidas en el hierro [11]

Por último hemos de citar las pérdidas en el cobre.

### 2.3.1.3 Ensayo en carga

En este ensayo, se conecta una impedancia de carga lineal en el secundario y se supondrán unas pérdidas de valor reducido. Esta es una aproximación correcta, ya que para la aplicación del presente trabajo el transformador es de 150MVA, por lo que el rendimiento está entre los valores 99-99.7%.

Se obtienen las siguientes expresiones aproximadas:

$$U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1 \approx U_2 \cdot I_2 \cdot \cos\varphi_2$$

#### Ecuación 14: Aproximación [7]

$$\frac{I_1}{I_2} \approx \frac{U_2 \cdot \cos\varphi_2}{U_1 \cdot \cos\varphi_1} \approx \frac{1 \cdot \cos\varphi_2}{r_n \cdot \cos\varphi_1}$$

#### Ecuación 15: Aproximación con relación de transformación [7]

Con ellas se obtiene la siguiente relación de transformación en función de las corrientes primaria y secundaria del transformador:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{r_n}$$

#### Ecuación 16: Relación de transformación con corrientes [7]

Por consiguiente, se llega a la conclusión de que las potencias aparente absorbida y cedida, correspondientes al primario y secundario respectivamente, son aproximadamente iguales.

Tenemos que hacer también énfasis en las pérdidas características del transformador. Estas son las pérdidas magnéticas por efecto de la histéresis (27), y pérdidas por corrientes de Foucault (28).

### 2.3.2 Ensayo de cortocircuito

Los principales parámetros a determinar en el ensayo de cortocircuito son las pérdidas en el cobre, la tensión, el factor de potencia en cortocircuito y los parámetros de la rama serie del circuito equivalente [10].

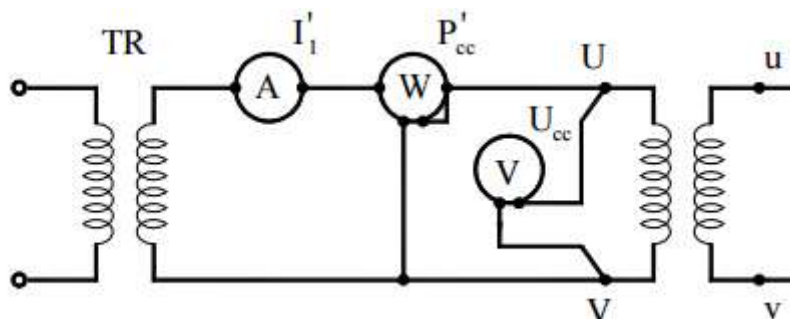
Para este ensayo, se hace circular una corriente próxima a la nominal, de frecuencia nominal por el arrollamiento de alta tensión, y con el secundario cortocircuitado. Se miden todas las magnitudes del circuito; corriente, potencia absorbida, tensión aplicada, y temperatura ambiente. Si el transformador posee más de dos arrollamientos, el ensayo se realiza tomando los arrollamientos de dos en dos y dejando los restantes en circuito abierto.

En este caso, la tensión de salida es nula y no entrega potencia, por lo que toda la potencia absorbida se transforma en pérdidas. Si la corriente primaria es nominal, la secundaria también lo ha de ser, y en los arrollamientos las pérdidas en el cobre serán las nominales. Estas se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$P_{CU} = R_1 \cdot I_{1n}^2 + R_2 \cdot I_{2n}^2$$

**Ecuación 17: Pérdidas en el cobre [11]**

Los datos hacen referencia al siguiente circuito, obtenido de [11]:



**Ilustración 2-16: Esquema para los datos de pérdidas en el cobre [11]**

## 2.4 Fallos en un transformador

A continuación se citarán y explicarán con brevedad cada uno de los fallos más importantes a considerar en el transformador. La selección del sistema de protección se realizará atendiendo en su parte a estos fallos en el transformador.

### 2.4.1 Descargas parciales

Tal y como se define en la norma IEC 60270, son descargas dieléctricas en un área parcial de un sistema de aislamiento eléctrico sólido o líquido bajo el estrés de la alta tensión. Las descargas parciales (DP) de un transformador deterioran su aislamiento y pueden provocar un fallo en el transformador.

Cada descarga parcial [12] es el resultado de la ruptura dieléctrica entre dos conductores que se encuentran a diferente potencial en el medio aislante. La localización de dicha descarga puede ser consecuencia de un aumento del campo eléctrico en un determinado espacio, relativamente pequeño, comparado con las dimensiones del medio aislante. El aumento del campo puede ser debido a cambios bruscos en la naturaleza del aislante, que pueden ser provocados por bolsas de aire en un medio sólido o por espacios de gas entre las superficies de un aislante con un conductor ó con otro aislante.

Tras obtener valores medidos anómalos, por ejemplo, en el rango de los gases disueltos en el aceite, es recomendable medir las descargas parciales para efectuar un diagnóstico. La disrupción eléctrica en el aire provoca un breve flujo de corriente eléctrica a través de la bolsa de aire, por tanto, la medición de las descargas parciales se enfoca a la medición de estas corrientes disruptivas.

El análisis de las descargas parciales es un enfoque proactivo del diagnóstico que se utiliza para la evaluación de la integridad del equipo. Estas mediciones se pueden tomar de forma continua o intermitente

y se detectan en servicio (online) o fuera de servicio (offline). Las descargas parciales pueden agruparse en los distintos tipos [13]:

- Descargas externas: efecto corona, originadas en el proceso de ionización del aire contenido entre las piezas conductoras.
- Descargas superficiales: originadas en la superficie de contacto de dos materiales aislantes diferentes.
- Descargas internas: originadas en las cavidades internas de un material dieléctrico o sólido.

Por estas razones, es importante afrontar los fallos por descargas parciales. La detección puede realizarse a través de dos métodos principalmente:

- Ultrasonidos/Emisión Acústica: medición de la intensidad sonora y sus patrones para descubrir rápidamente señales de alto peligro, antes de que dé lugar a una avería.
- Ultrasonidos/Emisión de ultrasonidos: identificación de problemas de seguimiento a través de las frecuencias de rastreo, pudiendo detectarse problemas como: efecto Corona, seguimiento, arcos eléctricos...

Las mediciones pueden realizarse mediante métodos online u offline [14]:

- Método online: se mantiene en servicio el elemento o parte de la red de en la que se va a realizar la medida
- Método offline: se deja fuera de servicio el elemento o parte de la red de en la que se va a realizar la medida. Debe ser energizado mediante una fuente externa. Este análisis solo puede llevarse a cabo sobre una longitud de cable limitada.

Los niveles de estas descargas proporcionan una alerta anticipada de una avería inminente, y de la aceleración del proceso de desgaste.

#### *2.4.2 Perforación del aislamiento debido a sobretensiones*

Una sobretensión [12] se define como un valor anormalmente superior a la tensión de servicio de la red, que es capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de la instalación eléctrica.

Las sobretensiones se originan como consecuencia de maniobras de conexión, descargas de rayos, y descargas electrostáticas. [15]

Las sobretensiones pueden producir descargas que destruyen y averían el material, y pueden volver a causar sobretensiones. El peligro de estas sobretensiones se debe a la magnitud y forma de la onda. Es imprescindible procurar que se descarguen a tierra lo más rápido posible, por medio de dispositivos de protección, denominados descargadores de sobretensión.

Estas protecciones han de regularse con un factor de sobretensión que sea menor al grado de seguridad de la instalación, y que a su vez, no se aproxime a la tensión de servicio. Existen tres tipos de protección principal:

- Pararrayos: vara cónica colocada próxima al transformador o incluso sobre él, conectada a tierra mediante uno o varios conductores (Ilustración 2-17).
- Cables de guarda: extendidos sobre el elemento a proteger, normalmente estructuras especiales como cables de protección contra rayos para líneas eléctricas de alta tensión (Ilustración 2-18).

- Jaula mallada o Jaula Faraday: Multiplicación simétrica del número de pletinas descendentes fuera del edificio, utilizado generalmente en edificios sensibles (Ilustración 2-19).



Ilustración 2-17: pararrayos [16]

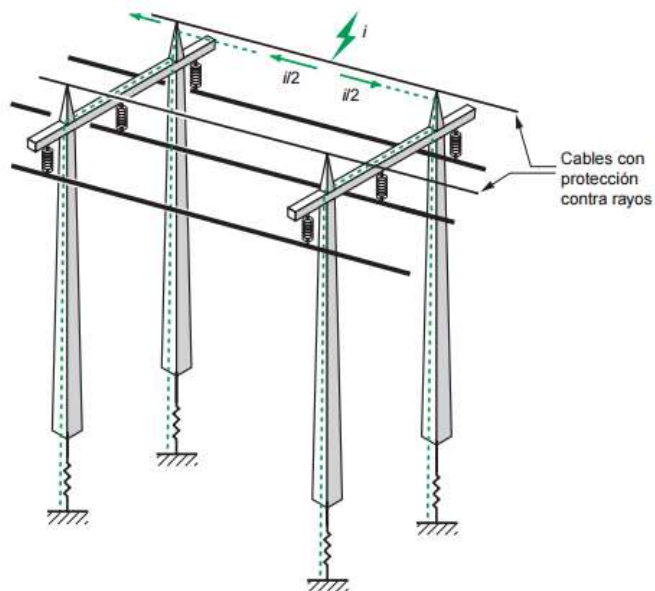


Ilustración 2-18: Cable de guarda [17]



Ilustración 2-19: Jaula de Faraday rodeando una Bobina Tesla [18]



Esta aplicación está localizada en alta tensión, porque las propias condiciones de funcionamiento y de aislamiento favorecen la aparición de sobretensiones. Se tendrá especial cuidado con este tipo de fallos. Para evitar que se pueda destruir algún elemento de la instalación, todas las zonas de peligro han de conectarse con aparatos de protección contra sobretensiones.

Las sobretensiones pueden ser permanentes o transitorias (Ilustración 2-20):

- Sobretensiones permanentes: aumentos leves de tensión con duración indeterminada. Son debidas generalmente por la descompensación de las fases (causada por la rotura del neutro). Pueden reducir la vida útil del transformador, su destrucción inmediata e incluso incendios.
- Sobretensiones transitorias: picos elevados de tensión con duraciones de microsegundos. Son debidas a fenómenos atmosféricos o por maniobras en la red. Pueden interrumpir el servicio habitual de la instalación, incluso dañar gravemente y destruir el transformador.

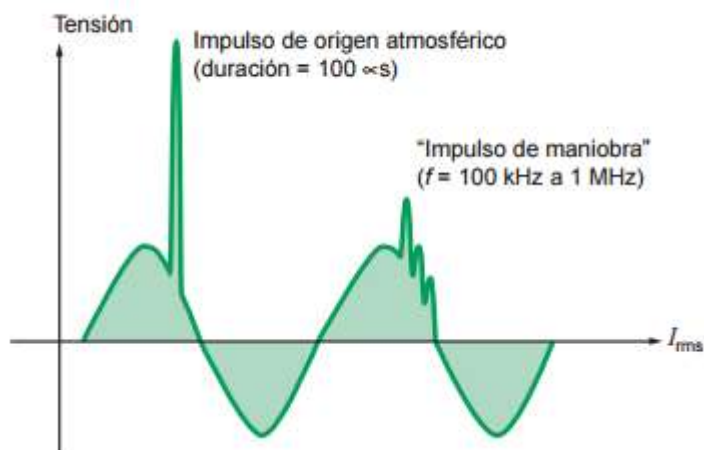


Ilustración 2-20: Ejemplos de sobretensión [17]

Los tipos de sobretensiones son:

- Sobretensiones de origen atmosférico: producidas por la caída de rayos.
- Sobretensiones de funcionamiento o maniobra: fenómenos transitorios debidos al cambio brusco en las condiciones de funcionamiento establecidas en la red, fundamentalmente maniobras de conexión/desconexión de elementos.
- Sobretensiones transitorias de frecuencia industrial: sobretensiones que presentan las mismas frecuencias que la red, producidas por defectos de aislamiento de fase-masa o fase-tierra en una red con neutro aislado, o por el defecto del neutro. También pueden ser debidas a defectos en el cable.
- Sobretensiones producidas por descargas electrostáticas: campo electroestático creado en un entorno seco donde se acumulan cargas eléctricas.

Las principales características de las sobretensiones, según [17] figuran en la siguiente tabla:

Tipo de sobretensión	Coefficiente de sobretensión	Duración	Gradiente frontal o frecuencia
Frecuencia industrial (defecto de aislamiento)	$\leq 1,7$	Larga: 30 a 1000 ms	Frecuencia industrial (50-60-400 Hz)
Descarga electrostática y de funcionamiento	2 a 4	Corta 1 a 100 ms	Media (1 a 200kHz)
Atmosférica	$>4$	Muy corta 1 a 100microseg.	Muy alta 1 a 1000 kV/microseg.

Tabla 2: Características de las sobretensiones

Si el valor de la tensión está por encima de un valor máximo soportable, produce un aumento de las pérdidas en el hierro y de la corriente de magnetización. El flujo se desvía, desde el núcleo hacia las piezas de acero, pudiendo llegar a causar un incremento de la temperatura desorbitado, destruyendo así el aislamiento.

#### 2.4.3 Defectos de aislamiento debido a cortocircuitos

Un cortocircuito es la unión accidental entre dos puntos de potenciales diferentes. El cortocircuito puede ser franco o presentar una determinada impedancia. Aquel defecto franco que ocurre entre dos conductores activos se define como cortocircuito.

El transformador debe estar dimensionado para soportar un cortocircuito cuya duración no exceda los 2 segundos según la norma CEI 60076-5.

Ocasiona graves problemas como:

- Deformaciones por tensiones mecánicas, debido a los esfuerzos electrodinámicos.
- Calentamiento del material, con posibilidad de daños peligrosos (Ilustración 2-21).
- Averías importantes por la dificultad de la maniobra de corte de los interruptores.

Estas averías tienen que ser eliminadas lo antes posible mediante los sistemas de protección, como pueden ser [12]:

- **Fusibles:** dispositivo destinado a interrumpir automáticamente el circuito eléctrico cuando la corriente que lo atraviesa es demasiado elevada mediante la fusión del material que lo compone.
- **Interruptores** electromagnéticos: protegen las instalaciones sometidas a picos de corrientes, contra sobrecargas importantes.
- **Interruptor automático:** dispositivo eléctrico que impide el paso de la corriente eléctrica automáticamente cuando aparece una sobrecarga en la magnitud de la corriente.



**Ilustración 2-21: Incendio de un transformador [19]**

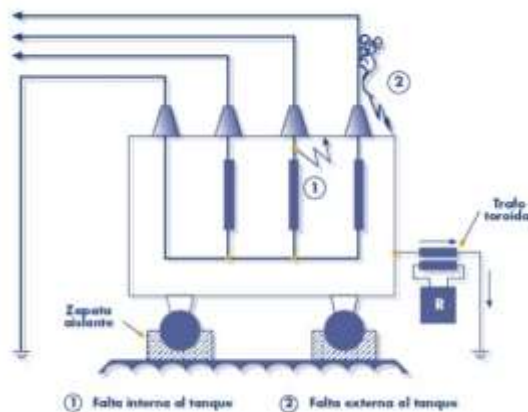
El cálculo de este tipo de faltas para el sistema de protección es muy importante debido a los daños que puede llegar a ocasionar, como podemos ver en Ilustración 2-21, por lo que se debe disminuir el riesgo de que los cortocircuitos lleguen a ocurrir o minimizar el tiempo de eliminación de los mismos.

#### 2.4.4 Faltas en la cuba

La pérdida de aceite debido a posibles fugas en la cuba, provocarán con el tiempo situaciones de emergencia y peligro, pudiendo dañar el aislamiento, sobrecalentamientos del transformador debido a la pérdida de refrigeración o continua sobrecarga por acumulación de aceite.

Para evitar estas situaciones, la cuba deberá estar rígidamente conectada a tierra, a la vez que el resto del transformador está aislado de tierra. Deberá de incluir a mayor un transformador toroidal de intensidad al objeto de detectar lo antes posible corrientes de fuga a tierra.

Gracias a la imagen obtenida de [20] , podemos diferenciar las faltas internas y externas del tanque (cuba) del transformador:



**Ilustración 2-22: Faltas internas y externas de la cuba [20]**

#### 2.4.5 *Averías en el intercambiador de tomas en carga*

Según [8] un transformador con cambiador de tomas OLTC (On-line tap changer) contiene un devanado en el que la conexión puede realizarse en varios puntos, de modo que permite la regulación de la relación de transformación. Esto representa una herramienta muy útil para el control de tensión.

El cambiador de tomas es la única parte móvil del transformador, por lo que continuamente está expuesto a diversos mecanismos de desgaste y envejecimiento siendo una de las partes del transformador con mayor tasa de fallo.

Los factores que afectan al malfuncionamiento del cambiador de tomas, o su posible avería o falta son [21]:

- El aceite aislante de su interior se encuentra en estado de suciedad o degradación, debido a la producción de arcos durante la conmutación, lo que debilita las propiedades de aislamiento. Esto también produce el desgaste de sus contactos y de sus partes móviles.
- Efecto a largo plazo, producido cuando el cambiador no opera en una determinada toma durante un tiempo prologando. Este comienza con la formación de una capa delgada de aceite, que es acelerada por las altas temperaturas, la baja presión de contacto y la corriente de carga. Se define como un fenómeno de envejecimiento.
- Debido al movimiento poco frecuente, el selector siempre estará expuesto a sufrir los efectos de largo plazo.

Algunos de los diagnósticos para la prevención de los fallos que puedan ocurrir en el cambiador de tomas, son los siguientes [8]:

- Medición del consumo de corriente del motor actuante
- Medición de la resistencia de contactos en cada toma
- Medición de la resistencia de cada bobinado que entre en juego
- Medición del tiempo de actuación de cada conmutación

Las faltas del cambiador de tomas constituyen el 40% de los siniestros posibles en el transformador.

#### 2.4.6 *Puntos calientes en el núcleo*

Una elevada sobrecarga de corta duración, provoca un aumento del riesgo de fallo, al causar puntos calientes en el conductor. Superando un nivel permitido, puede provocar la reducción temporal de la rigidez dieléctrica.

También pueden ser causados por la humedad, influyendo en el envejecimiento térmico y en la reducción de la vida útil del aislamiento del transformador. Al estar presente un porcentaje de humedad, la estructura molecular del dieléctrico cambia y corrompe la propiedad del aislamiento, generando puntos calientes, que degradan el material aislante.

Para evitar estos puntos calientes y así homogeneizar la temperatura, se debe construir la culata del transformador con las mismas medidas que las columnas. Así el flujo que atraviesa una columna, retorna por alguna de las otras dos del núcleo trifásico.

#### 2.4.7 Fenómenos debidos a la presencia de corriente continua

En las redes de transporte alimentadas en corriente alterna, es habitual la aparición de campos continuos en los transformadores en determinadas condiciones (cortocircuitos, interacciones con convertidores electrónicos...). Debido al desarrollo de materiales magnéticos y creación de circuitos magnéticos, la inductancia magnetizante no saturada es muy elevada y la resistencia en corriente continua (DC) es muy escasa.

Puede darse la avería del transformador a causa de la fuerte disminución de la impedancia magnetizante del mismo, que crea resonancias con otros elementos capacitivos de la red.

Las principales consecuencias de estos fenómenos son los que se citan a continuación [22], estando referidos siempre al transformador de potencia:

- **Saturación del material magnético:** estado en el que un incremento de  $H$  (campo de magnetización) no provoca el incremento de la magnetización del material (Ilustración 2-15)
- **Fuerte disminución de la impedancia magnetizante:** la constitución física del transformador determina el valor de esta impedancia en secuencia homopolar que siempre tiene un comportamiento no – lineal. Habitualmente su valor en secuencia directa se desprecia a la hora de los cálculos relacionados con la red eléctrica.
- **Resonancia eléctrica interna de los arrollamientos** [12]: la fuerte disminución de la impedancia magnetizante del transformador puede crear resonancias eléctricas con otros elementos capacitivos de la red. Aparece cuando las frecuencias armónicas presentes se corresponden al menos a una de las frecuencias propias de resonancia del transformador. Estas resonancias provocan incidentes dieléctricos que conducen a la avería el transformador.
- **Aumento del nivel de ruido:** el origen son las vibraciones en las paredes de la cuba, herrajes propios del transformador y solidaridad entre cables y estructuras metálicas externas al transformador. Para reducir el ruido, se deberían reducir las pérdidas en vacío ya que están directamente relacionados.
- **Aumento de la corriente de vacío ( $I_0$ ) y de las pérdidas de vacío ( $P_0$ ):** en relación al apartado 2.3.1

#### 2.4.8 Sistema de refrigeración

Es habitual que en un transformador sea necesario incluir un adecuado sistema de refrigeración para prevenir fallos de sobrecalentamiento. Estos sistemas están basados en bombas de aceite y ventiladores de aire.

A continuación se representan en una tabla los sistemas de refrigeración más habituales:

DENOMINACION	DEFINICIÓN	FUNCIÓN
ONAN	Oil Natural circulation Air Natural circulation	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y del aire en los radiadores
ONAF	Oil Natural circulation Air Forced circulation	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y circulación forzada de aire a través de los radiadores
OFAF	Oil Forced circulation Air Forced circulation	Refrigeración mediante circulación forzada del aceite (bombas de aceite hacia los radiadores) y circulación forzada de aire a través de los radiadores
ODAF	Oil Forced circulation Directed Air Forced	Circulación forzada y dirigida del aceite (bombas de aceite hacia los radiadores y elementos de direccionamiento en el interior del transformador hacia los canales de aceite) y circulación forzada de aire a través de los radiadores

Tabla 3: Descripción de los sistemas de refrigeración típicos de los transformadores empleados

También hay fallos que afectan al sistema de refrigeración, de los cuales podemos destacar los siguientes:

- Pérdida de refrigerante en la cuba, depósito de expansión o conducciones intermedias.
- Deterioro debido a procesos de envejecimiento o contaminación
- Avería de los termostatos, sondas térmicas o ventiladores.
- Obstaculización de las canalizaciones de las canalizaciones de refrigeración.
- Cálculo inadecuado de la refrigeración o modificación de las condiciones de explotación.
- Pérdida de alimentación a las bombas o ventiladores.

#### 2.4.9 Estadística de fallos

Los fallos prematuros e inesperados pueden ser causados por motivos como los que hemos visto a lo largo de esta sección:

- Eléctricos
- Dieléctricos
- Electromagnéticos
- Térmicos
- Agresiones químicas

Para realizar una correcta evaluación de la tasa de fallos, se deben estudiar cada uno de los componentes principales del transformador:

- Bobinados
- Núcleo
- Sistema de refrigeración
- Aceite
- Cambiador de tomas
- Tanque principal
- Bushings

A lo largo del tiempo, se ha podido establecer una estadística de fallos en el transformador de potencia en base a la curva de Bath, aquella que permite la evaluación de tres etapas de la vida del transformador, que abarcan desde su nacimiento hasta la extinción de su vida útil. Se ha obtenido del informe [23] la curva Bath-Tub que representa la vida útil del transformador.



Ilustración 2-23: Curva Bath-Tub (vida útil transformador) [23]

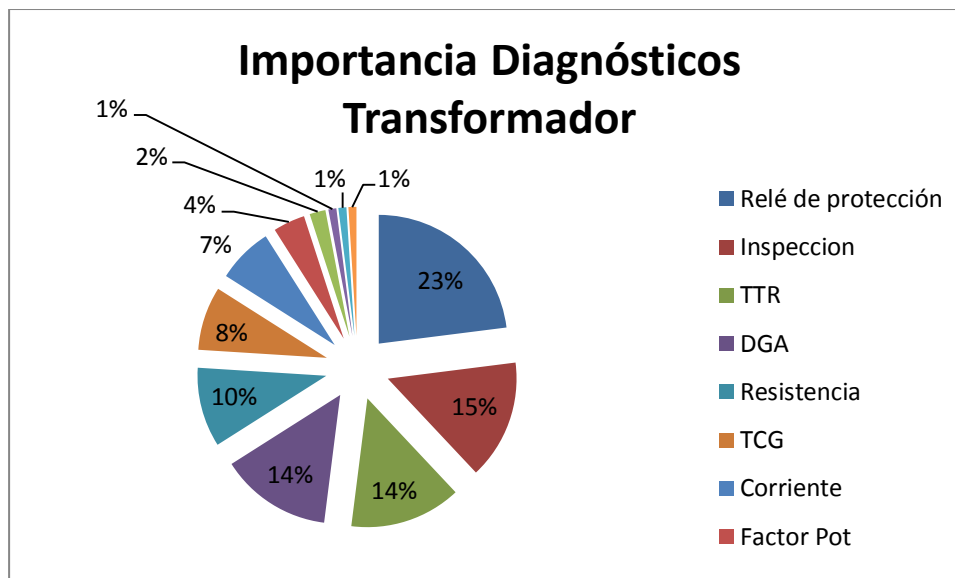
Gracias a su correcta evaluación, se ha podido llegar a los siguientes resultados de estadística de fallos:

COMPONENTE	PROBABILIDAD DE FALLO
Cambiador de tomas LTC	40%
Bobinados + Núcleo	35%
Bushings	14%
Tanques	6%
Accesorios	5%

Tabla 4: Probabilidad de faltas [23]

Para disminuir la tasa de fallos internos en el transformador es muy importante evaluar los distintos métodos de diagnóstico del transformador, para así poder estimar las condiciones en las que se encuentra el transformador de potencia.

A continuación, gracias a los datos obtenidos de [23], se ha podido establecer el siguiente diagrama de pastel donde se visualiza la importancia de cada uno de los diagnósticos relevantes del transformador:



**Ilustración 2-24: Importancia de métodos de diagnóstico para la estimación de condición de un transformador [23]**

Consideramos que el transformador es uno de los componentes más costosos del sistema eléctrico, por lo que resulta conveniente y de hecho lo es, utilizar un sistema de protección que permita efectuar una evaluación en tiempo real de condiciones internas y externas del transformador, para evitar posibles faltas en su comportamiento habitual y proporcionar protección frente a faltas externas que puedan dañarlo.

Y de aquí, el principal objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado.

## 2.5 Finalidad del transformador

La gran importancia de estas máquinas se debe a la posibilidad que ofrecen en la industria eléctrica, para la realización práctica y económica del transporte de la energía eléctrica a grandes distancias.

Su función principal y a grandes rasgos consiste en transformar la energía según la siguiente relación:

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{I_1}{I_2}$$

**Ecuación 18: Relación tensiones e intensidades [7]**

En cada sector se utiliza la tensión más económica, atendiendo a la potencia a transmitir, longitud de la línea y otras circunstancias. Por ello se pueden encontrar en la red eléctrica distintos tipos de transformador según la aplicación.



### 2.5.1 Tipos de transformador

Se pueden clasificar atendiendo a distintos parámetros.

#### **Según el sistema de tensiones:**

- Monofásicos
- Trifásicos
- Trifásicos-exafásicos
- Trifásicos-dodecafásicos
- Trifásicos-monofásicos

#### **Según aumenten o disminuyan la tensión:**

- Transformador elevador
- Transformador reductor

#### **Según el medio ambiente de la localización:**

- Transformador para interior
- Transformador de intemperie

#### **Según el elemento refrigerante requerido:**

- Transformador en seco
- Transformador en baño de aceite
- Transformador con piraleno

#### **Según su sistema de refrigeración:**

- Transformador con refrigeración natural
- Transformador con refrigeración forzada

## 2.6 Aplicación objetivo

Atendiendo a lo expuesto hasta ahora, se puede definir con exactitud la aplicación correspondiente al transformador de potencia en estudio.

Para el presente trabajo, la aplicación dada para el transformador de potencia será para la red de Transporte, cuya misión principal es conectar las centrales de generación con las estaciones de transformación reductoras existentes en la red, por medio de líneas de media tensión (MT) y alta tensión (AT). Exactamente estará situado en una subestación.

Una subestación es una instalación o conjunto de dispositivos eléctrico, que forma del sistema eléctrico de potencia. Modifica y establece los niveles requeridos de tensión para facilitar el transporte de la energía eléctrica y su distribución a otros niveles de tensión.

Se selecciona un transformador trifásico, cuyo funcionamiento se reduce al monofásico presentado con anterioridad a condición de trabajar con los valores de cada una de las fases de la red trifásica. Por tanto cada uno de los cálculos que se realicen en relación a la potencia a aplicar en los ensayos de vacío, en carga o cortocircuito será trifásico y no monofásico.

Las características generales de nuestro transformador vendrán expuestas en la sección siguiente.

### 2.6.1 Características generales del transformador de potencia

La aplicación del Transformador de potencia de la aplicación en estudio del presente trabajo, contemplará las características expuestas en la Tabla 5, recogidas de la placa de características de un transformador real aportado por el tutor del trabajo.

CARACTERÍSTICAS	
<i>Tipo</i>	Autotransformador de columnas
<i>Nº Fases</i>	3 fases (A,B,C)
<i>Normas</i>	UNE EN 60076, CEI 60076:2000, NI 72.00.00
<i>Designación</i>	225-200/132/21
<i>Refrigeración</i>	ONAN/ONAF1/ONAF2
<i>Grupo Conexión</i>	Yna0+d11
<i>Calentamiento aceite</i>	60K
<i>Calentamiento cobre</i>	65K

	AT	BT	TERCIARIO
<i>Potencia nominal [MVA]</i>	135/180/225	135/180/225	36/48/60
<i>Tensión nominal [V]</i>	228000	136275	21500
<i>Corriente nominal [A]</i>	341.9/455.8/569.8	571.9/762.6/953.2	967/1289/1611
<i>Tensión más elevada [kV]</i>	245/52	145/52	36

Tabla 5: Características general del Transformador de Potencia en estudio [24]

El transformador de potencia detallado se localiza en una red de transporte con las siguientes características

LÍNEAS								
LÍNEA	Un (kV)	L(km)	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	B ( $\mu s$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )	B0 ( $\mu s$ )
L1	220	51,1	3,24	19,5	324	14,27	46,74	276,387
L2	220	37,05	2,18	13,54	285,9	9,93	32,79	249,651
L3	132	18,9	3,2	10,2	93,09	20,78	30,59	59,57
L4	132	18,9	3,2	10,2	93,09	20,78	30,59	59,57

Tabla 6: Datos de las líneas de la red de transporte

EQUIVALENTE THEVENIN				
NUDO	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )
A	0,79	7,48	0,87	6,15
B	6,89	40	5,75	26
C	2,78	107,9	2,78	38,23

Tabla 7: Datos del equivalente Thèvenin de la red de transporte

TRANSFORMADOR				
Grupo de conexión	Z1-2(%)	S1-2(MVA)	Pcu1-2(kW)	Z01-2(%)
YNa0+d11	11,009	150	427,5	11,009
	Z2-3(%)	S2-3(MVA)	Pcu2-3(kW)	Z02-3(%)
	9,174	50	213	9,174
	Z1-3(%)	S1-3(MVA)	Pcu1-3(kW)	Z01-3(%)
	14,68	50	213	14,68

Tabla 8: Datos del transformador de potencia en la red de transporte

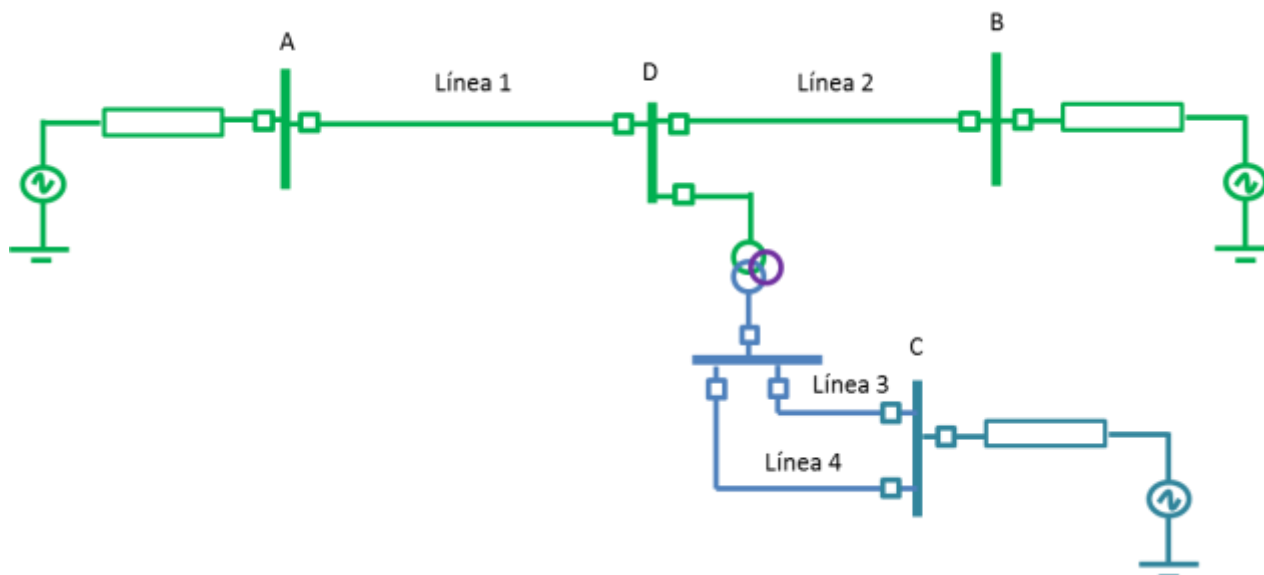


Ilustración 2-25: Localización del transformador de potencia en la red de transporte

Toda la información que ha sido detallada será necesaria para el cálculo de cortocircuito y el cálculo de los ajustes necesarios para el sistema de protección que se realizarán en el capítulo 5.

## 2.7 El sistema de protección

Como hemos visto a lo largo del capítulo 2, el transformador sufre defectos internos que deberán detectarse y corregirse para prevenir una avería.

Pero es primordial tener en cuenta también aquellas faltas externas al transformador, que pueden provocar daños en el mismo e incluso a mayor nivel en la red eléctrica. Por ello hay que dotar al transformador de un sistema de protección que sea capaz de actuar ante aquellas faltas de origen externo, y mitigar la falta sin causar daños a nuestro transformador.

Se entiende por fallo externo al transformador, aquel que se produce físicamente fuera de la máquina. Desde el punto de vista de la vida del transformador, estas faltas son tan importantes como las que hemos ido viendo detalladamente en este capítulo, ya que si no se despejan adecuadamente las condiciones del origen de la falta, se produce la reducción de la vida útil, derivando en una avería e incluso posible destrucción. Y como hemos podido comprobar, es importante reducir el número de indisponibilidades del transformador de transporte. .

Las faltas internas, generalmente son las más difíciles de detectar en comparación con las faltas externas. El transformador en estudio es de una elevada potencia y por tanto el número de espiras también lo es, con lo que en las fases iniciales de la falta ésta será difícil de detectar si se ven involucradas unas pocas espiras ya que variación en la corriente que circula por el transformador será muy reducida. Cuando el fallo se va extendiendo para abarcar un mayor número de espiras, será cuando se pueda detectar la falta a través de distintas funciones y metodologías que iremos definiendo, estudiando y aplicando a lo largo de los capítulos 3 y 4. La dificultad radica en diferenciar las faltas internas de las faltas externas al elemento protegido.

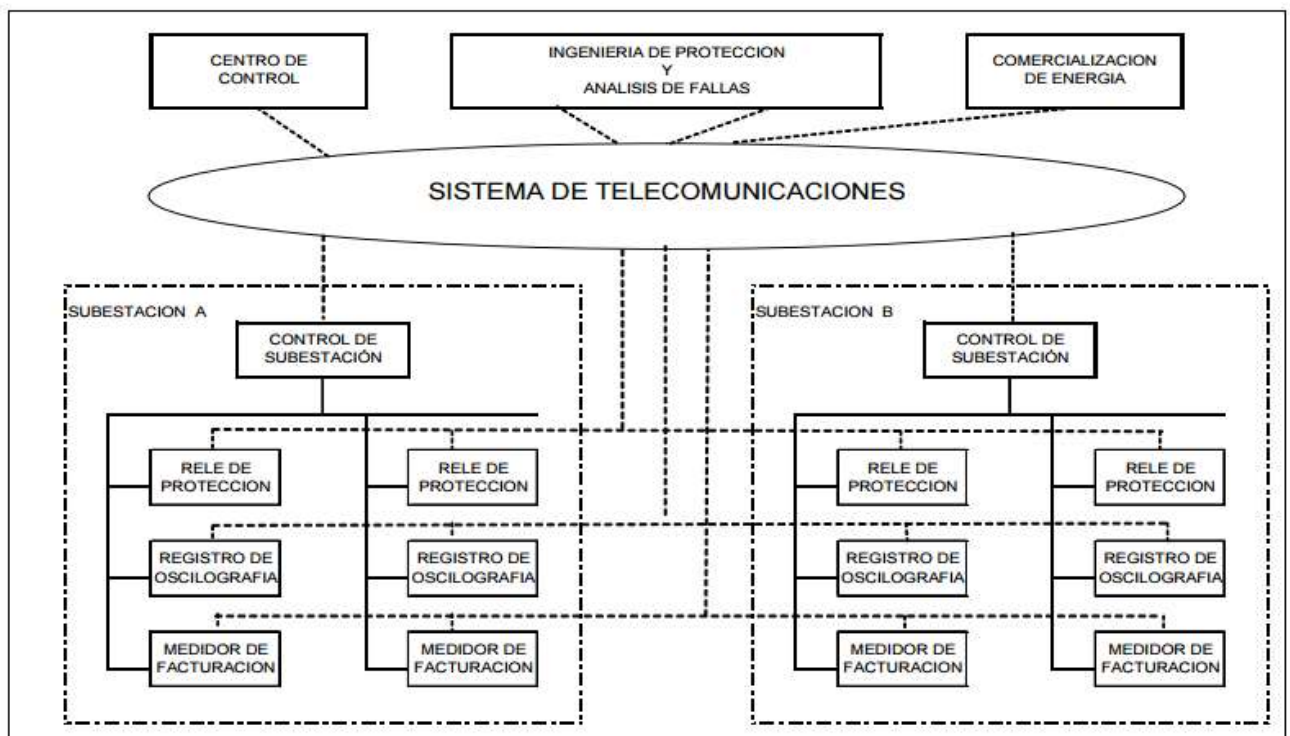
Durante el diseño de un sistema eléctrico de potencia (SEP) se deberá prestar especial atención a los siguientes principios:

- Seguridad de las personas.
- Fiabilidad de las protecciones, tanto en seguridad como en obediencia.
- Calidad de la energía eléctrica.
- Economía.

Para hacer posible los tres puntos anterior, el SEP deberá contar con los siguientes sistemas:

- **Sistema de supervisión y control (SCADA):** sistema de adquisición de datos y supervisión de las magnitudes eléctricas y de los estados de los equipos, con la finalidad de tomar decisiones preventivas y sus respectivas acciones.
- **Sistema de protección:** sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas que permite detectar faltas en los equipos y/o en las instalaciones, las condiciones anormales de operación del sistema y el estado inapropiado de los equipos, con la finalidad de tomar acciones correctivas de manera inmediata.
- **Sistema de registro de perturbaciones:** sistema que permite la recopilación de información de las magnitudes eléctricas del sistema, de esta manera se pueden analizar dichas perturbaciones con la finalidad estudiar las causas que originaron el defecto así como la posible necesidad de acciones preventivas y/o correctivas al objeto de minimizar el impacto de estas sobre la vida útil de los distintos equipos.
- **Sistema de medición de la energía:** sistema de recopilación de información de las magnitudes eléctricas del sistema relativas a las potencias y energías entregadas en determinados puntos del sistema con fines comerciales y/o estadísticos.

- **Sistema de telecomunicaciones:** sistema que mejora la operación de los sistemas mencionados anteriormente, sirviendo además de medio de comunicación entre las distintas actividades del SEP.



**Ilustración 2-26: Estructura de operación del SEP [25]**

Comprobamos que el sistema de protección para el transformador, es esencial a pesar de su elevado costo, ya que los beneficios económicos que comporta la detección de los posibles defectos en fases tempranas compensan su elevado precio y disminuyen los costes en reparaciones. Entre los principales objetivos están:

- Aislar los defectos tan pronto como sea posible, minimizando así pérdidas económicas que surjan a raíz de las consecuencias de dichas faltas.
- Alertar sobre condiciones anormales de operación del sistema. Dependiendo de la gravedad del defecto, efectuar las operaciones necesarias de manera automática para solventar la falta.
- Alertar sobre el estado del equipo, en este caso el transformador de potencia, con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas. Si el defecto fuese de elevada gravedad, llevar a cabo el aislamiento del equipo.

En el siguiente capítulo veremos con detenimiento todos los requisitos mínimos del sistema de protección del transformador de potencia de la red de transporte, para que el equipo de protección pueda salir al mercado en las condiciones apropiadas.

## 2.8 El sistema de monitorización

Como hemos venido adelantando, los transformadores juegan un papel crucial en la red y aquellas indisponibilidades o interrupciones que se puedan producir ocasionan pérdidas económicas considerables. Es por ello que deben estar supervisados con especial cuidado.

Es importante la advertencia temprana de estos posibles defectos internos del equipo, por lo que se utiliza el sistema de monitorización. Éste debe incluir distintas funciones de monitoreo que satisfagan un análisis óptimo de los componentes internos del transformador.

Gracias al desarrollo de esta tecnología se ha podido reducir la tasa de fallos intempestivos del transformador de potencia. Existen en la actualidad dos tipos de mantenimientos:

- Mantenimiento preventivo: revisiones periódicas, con alto coste.
- Mantenimiento correctivo: intervención cuando se produce la avería. La aparición de avería supone muy altos costes y variación de las planificaciones a corto y largo plazo de las inversiones.

Por ello, la monitorización se hace a tiempo real, lo que permite detectar anomalías en una fase temprana, con lo que se puede solventar el problema antes de llegar a la avería.

Aparecen en este punto los sistemas inteligentes, que pueden llegar a tomar decisiones en base a los datos continuos recogidos de la monitorización. Este tema sería caso de estudio de otro trabajo de fin de grado, en este documento nos centraremos básicamente en el sistema de protección y no en el de monitorización, aunque es importante resaltar su importancia.

Este trabajo está destinado a diseñar la configuración apropiada del sistema de protección adecuado al transformador de potencia de REE con los equipos de Siemens, por lo que podemos nombrar los distintos sensores de los que dispone Siemens para el sistema de monitorización, aunque no sea el presente caso de estudio.

A continuación se enumeran las distintas funciones disponibles de monitorización:

- Gases disueltos en el aceite
- Condición de los “Bushings”: desvío de capacidades y sobretensiones
- Temperaturas: aceite superior e inferior, temperatura ambiente, medición directa por fibra óptica
- Corrientes: sobrecarga en los bobinados

Se realizan monitorizaciones ante los dos tipos de defectos internos que pueden ocurrir en el transformador:

- Faltas incipientes
  - Sobre calentamiento
  - Sobre flujo magnético
  - Sobre presión
- Activas
  - Cortocircuitos
  - Faltas en el núcleo
  - Faltas en el tanque

La supervisión y el diagnóstico a través de los equipos de Siemens cumple las siguientes funciones:

- Supervisión:
  - Análisis de la calidad de la descomposición de gas SF<sub>6</sub>
  - Monitorización del ruido no convencional y detección parcial de descargas
  - Determinación de las curvas de los interruptores
  - Termografías
  - Capacitancia y pruebas delta tg (tangente)
  - Pruebas detección de sobretensiones
- Diagnóstico a tiempo real
  - Diagnóstico de incidencias
  - Diagnóstico de los transformadores de potencia
  - Diagnóstico de los interruptores
  - Diagnóstico de los escapes de gas SF<sub>6</sub>

Los beneficios que aporta el sistema de monitorización tienen un gran peso en la prevención de interrupciones y cortes de suministro, mejoras en el mantenimiento y mano de obra, y aumento de la vida útil del transformador. Comprobamos lo esencial que es el sistema de monitorización, al igual que el sistema de protección.

## 3 CAPÍTULO 3: EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

A lo largo del capítulo 3 se definirán todos aquellos aspectos necesarios del sistema de protección para la presente aplicación del transformador de potencia de 150MVA.

Como se ha venido prediciendo, el sistema de protección es muy importante por las siguientes causas [26]:

- **Seguridad de la red:** En ocasiones la red se ve sometida a perturbaciones que dificultan e impiden el transporte de la energía eléctrica y provocan daños en la aparamenta, incluso dejándola inoperativa. Por tanto y de manera preventiva, el sistema de protección ha de disminuir la probabilidad de aparición o minimizar las consecuencias de todos los defectos que se han detallado en el capítulo 2. La función de las protecciones será detectar de manera rápida, segura y eficaz aquellas situaciones anómalas y aislar la zona perturbada con ayuda de los interruptores de potencia del resto del sistema.
- **Estabilidad de la red:** La aparición de un cortocircuito provoca un desequilibrio entre generación y carga y/o disminución de la capacidad de transmisión de potencia, que provoca oscilaciones de los ángulos de los rotores de los grupos y de los flujos de potencia a través de las líneas, y variaciones de las tensiones en el sistema. Para volver a la situación estable, ha de eliminarse el cortocircuito. Aquí es donde aparecen los tiempos críticos de eliminación, que son los tiempos máximos admisibles para el despeje de una falta, los cuales hay que garantizar para retornar el sistema a un estado estable. El sistema de protección debe detectar los defectos, aislarlos, y realizar ambos actos en el menor tiempo posible, respetando el límite de estabilidad transitoria, aumentando la capacidad de transporte y el margen de estabilidad transitoria del sistema eléctrico.

La actuación del sistema de protección debe mantener por tanto la calidad y la continuidad de manera simultáneamente eliminando los defectos en el mínimo tiempo posible.

### 3.1 Definición del sistema de protección

Una protección [26] es un relé o conjunto de relés que detecta las faltas para las que está diseñado dentro del alcance con el que ha sido ajustado y que envía las órdenes adecuadas en el tiempo previamente definido atendiendo a criterios de fiabilidad, rapidez y selectividad.

El sistema de protección es el conjunto de protecciones, equipos de telecomunicación, alimentaciones, bobinas de disparo, transformadores de corriente e intensidad y resto de aparamenta del sistema eléctrico necesario para detectar y/o eliminar las faltas que ocurran en las distintas zonas de protección cubiertas por su alcance a fin de minimizar los efectos de la perturbación ocurrida.

La zona de protección es una parte del sistema de potencia delimitada por interruptores capaces de aislarla del resto del sistema.

El alcance de una protección es la zona del sistema en la que la presencia de una perturbación es detectada por la protección.



Es requisito esencial que la energía suministrada por el sistema de potencia garantice la calidad de la energía y la operación en condiciones normales de servicio de todos los equipos conectados a la red.

## 3.2 Componentes del sistema de protección

Para que el sistema de protección pueda cumplir todas sus funciones, debe incluir como mínimo los siguientes elementos:

- Interruptores de potencia
- Interruptores automáticos
- Fusibles
- Seccionadores
- Puestas a tierra
- Transformadores de medida
- Relés de protección
- Enlaces de comunicación y cableado de control
- Sistema de alimentación

A continuación se definirán en detalle cada uno de estos elementos para la comprensión del esquema y ajuste del sistema de protección del ámbito de aplicación del presente trabajo.

### 3.2.1 *Interruptor de potencia*

El interruptor [27] es un dispositivo que permite establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales y sobrecargas, soportando durante un tiempo establecido corrientes de cortocircuitos. Tan solo tiene poder de corte para intensidades nominales, no de cortocircuito.

### 3.2.2 *Interruptores automáticos*

El interruptor automático [27] es un dispositivo que permite establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales y sobrecargas, soportando durante un tiempo establecido corrientes de cortocircuito. Tiene poder de corte tanto para intensidades nominales como de cortocircuito. Su mecanismo consiste en el cierre y apertura de contactos.

Tiene una gran capacidad de ruptura capaz de conectar y desconectar circuitos bajo condiciones normales de operación o en falta. Deben tener adicionalmente la capacidad de reenganchar cuando sea requerido por el sistema. Permite el paso y el corte de la corriente.

Pueden clasificarse según el medio de extinción (del arco eléctrico), el tipo de mecanismo, y por la ubicación de las cámaras.

### 3.2.3 Fusibles

El fusible [27] es un dispositivo que provoca la apertura del circuito en el que está instalado por medio de la fusión (y expulsión) de un elemento conductor cuando la corriente por dicho circuito supera un determinado valor, debido al calentamiento producido por la sobreintensidad (efecto Joule). Tiene un elevado poder de corte.

### 3.2.4 Seccionadores

El seccionador [27] es un dispositivo que no permite la apertura ni el cierre en carga. Su función es establecer una distancia de seguridad y aislamiento entre los dos puntos del circuito a los que está conectado.

### 3.2.5 Puestas a tierra

Se define la puesta a tierra o conexión a tierra como la conexión eléctrica directa, sin fusibles ni otros sistemas de protección, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra de sección adecuada y uno o varios electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas al terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico.

La finalidad principal de la puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra, puedan presentar, en un momento dado, las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

### 3.2.6 Transformadores de medida

La información transmitida al sistema de protección se obtiene del sistema eléctrico de potencia. Estos datos son los correspondientes a las magnitudes de corriente y tensión. Las magnitudes mencionadas en condiciones normales de operación tienen valores muy elevados como para ser utilizados directamente como información para el sistema de protección. Es necesario reducir estos valores a los normalizados y admisibles por los equipos a través de los Transformadores de Medida para Protección.

Esta información es transmitida desde el primario del transformador al secundario, respetando en todo momento los sentidos marcados por los terminales correspondientes a cada bobinado.

Estos equipos tienen una clase de precisión, que hace referencia al error cometido en la toma de medidas. Cuanto menor sea este valor, menor será el error máximo cometido y mayor la exactitud de los datos obtenidos.

Las principales funciones de los transformadores de medida son:

- Obtener medidas proporcionales a las que se desea medir
- Establecer un aislamiento galvánico entre la red eléctrica de AT y los equipos de protección y medida
- Evitar perturbaciones electromagnéticas y reducir las corrientes de cortocircuito a valores admisibles para los instrumentos de medida y no peligrosos para las personas.

En función de la magnitud transformada, nos encontramos con los siguientes transformadores de medida de protección:

- Transformadores de intensidad (TI)
- Transformadores de tensión (TT)

#### 3.2.6.1 Transformadores de intensidad

Los transformadores de medida de intensidad se encargan de obtener información sobre la magnitud de corriente del punto de conexión del relé.



Ilustración 3-1: Transformador de medida de intensidad Siemens [2]

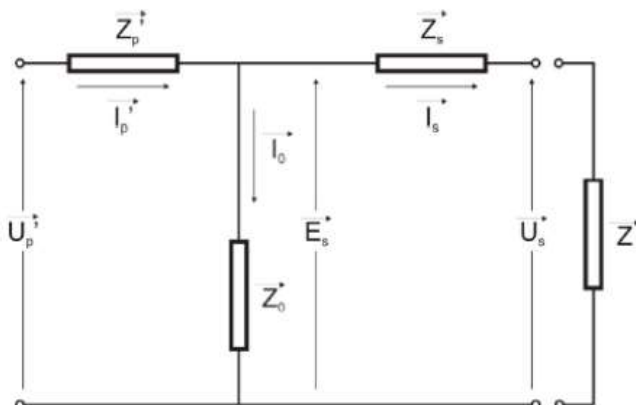


Ilustración 3-2: Transformador de medida de intensidad [27]

El primario consta de una o varias espiras conectadas en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir. Su secundario, alimenta los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos conectados en serie con el mismo. Esta intensidad secundaria es proporcional a la primaria y desfasada un ángulo próximo a los cero grados.

Es necesario que el arrollamiento primario conste de una, dos o cuatro secciones que permita una, dos o tres intensidades primarias nominales. A su misma vez, se han de disponer de varios arrollamientos secundarios, cada uno con su propio circuito magnético. Así, no influye la carga de uno sobre la precisión de otro.

Las ecuaciones generales que rigen el funcionamiento del transformador de medida de intensidad se plantean a continuación:



**Ilustración 3-3: Funcionamiento transformador de medida de intensidad del TI [27]**

$$\vec{E}_s = \vec{U}_s + \vec{Z}_s \cdot \vec{I}_s$$

**Ecuación 19: Tensión vectorial del secundario del TI [27]**

$$\vec{I}'_p = \vec{I}_0 + \vec{I}_s$$

**Ecuación 20: Intensidad vectorial del primario del TI referenciado al secundario del TI [27]**

$$\vec{U}_s = \vec{Z} \cdot \vec{I}_s$$

**Ecuación 21: Tensión vectorial en carga del secundario del TI [27]**

Se puede observar que la corriente que entra al secundario del TI se deriva en parte a la excitación del núcleo, y la restante será la intensidad real que vea el instrumento de medida conectado al secundario del transformador. Se llega a la expresión siguiente, donde  $\vec{I}_0$  es función de  $\vec{E}_s$  y  $\vec{Z}_0$ :

$$\vec{I}'_p = \frac{\vec{I}_p}{N} = \vec{I}_0 + \vec{I}_s$$

**Ecuación 22: Intensidad vectorial del primario del TI referenciado al secundario del TI [27]**

Estos transformadores cometen errores en su medida que hay que tener en cuenta a la hora del estudio.

- **Errores de intensidad:** introducido en la medida proveniente de la diferencia entre la relación de transformación y la relación nominal. Este error expresado en tanto por ciento viene expresado por la siguiente fórmula:

$$\varepsilon_i = \frac{K_n \cdot I_s - I_p}{I_p}$$

**Ecuación 23: Errores de intensidad TI [27]**

*siendo  $K_n$  = Relación de transformación nominal*

*$I_p$  = intensidad primaria real*

*$I_s$  = intensidad secundaria real*

- **Errores de fase:** diferencia entre los vectores de las intensidades primarias y secundarias, elegidos los sentidos de los vectores de forma que el ángulo sea nulo para un transformador perfecto.

Pueden diferenciarse los transformadores de intensidad utilizados para medida y para protección, de los cuales se han de conocer sus características principales para la comprensión y su utilización correcta en el diseño del sistema de protección y control del transformador de potencia.

#### 3.2.6.1.1 Transformadores de intensidad para medida

Transformador de intensidad destinado a la alimentación de los aparatos de medida, contadores, etc. Su característica principal es la intensidad nominal de seguridad, que es la intensidad primaria para la que el transformador comienza a saturarse. En ese momento, la intensidad secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal, debe ser menor o igual a 0.9 veces la intensidad primaria. Esto define el “Factor nominal de seguridad”.

La clase de precisión de un transformador de intensidad para medida, está caracterizada por un número (índice de clase) que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento para la intensidad nominal primaria estando alimentado el transformador a la “carga de precisión”.

Para obtener una clase de precisión elevada con un factor nominal de seguridad bajo, es necesario utilizar en la construcción del núcleo, chapa magnética de gran permeabilidad y saturación rápida.

#### 3.2.6.1.2 Transformadores de intensidad para protección

Transformador de intensidad destinado a la alimentación de los relés de protección. Éstos deben asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual a varias veces la intensidad nominal. El error a considerar para estos transformadores es el error compuesto, definido como el valor eficaz de la diferencia entre los valores instantáneos de la intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores de intensidad secundaria real a lo largo de un periodo.

Las principales características son:

- **Intensidad límite de precisión nominal:** es el valor más elevado de la intensidad primaria para la cual el transformador, con la carga de precisión, responde a los límites exigidos del error compuesto.

- Factor límite de precisión nominal: es la relación entre la intensidad límite de precisión nominal y la intensidad nominal primaria. Éste depende de la carga conectada. Si la carga es superior a la de precisión, el factor límite de precisión es inferior al nominal.

En los transformadores de intensidad para protección la clase de precisión viene caracterizada por un número (índice de clase) y la letra "P".

Habitualmente el mismo transformador de intensidad incluye núcleos de protección y núcleos de medida, independientes entre sí.

Es muy importante tener en cuenta el efecto de saturación en los transformadores de intensidad, ya que provoca que la intensidad del secundario y del primario no sea proporcional. Cuando ocurre esto, la inductancia de magnetización se hace cero, y simula que la impedancia de carga está cortocircuitada y la corriente secundaria es nula.

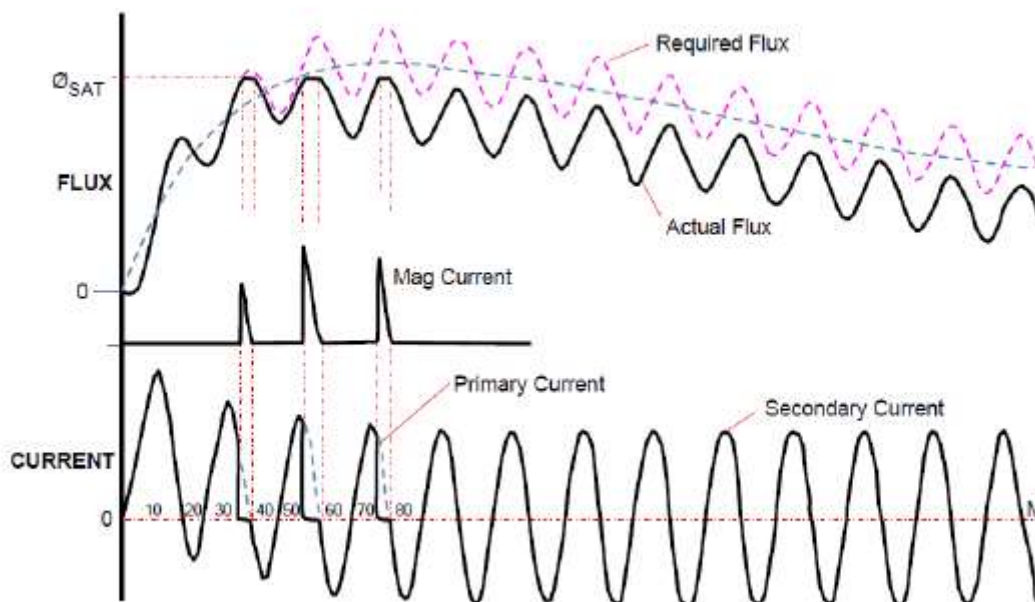
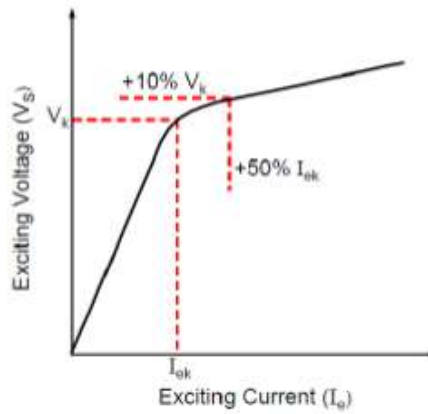


Ilustración 3-4: Saturación TI [27]

En el característico codo de saturación un incremento del 10% en la tensión de excitación produce un incremento del 50% en la corriente de excitación



**Ilustración 3-5: Codo de saturación TI [27]**

### 3.2.6.2 Transformadores de tensión

Los transformadores de medida de tensión se encargan de obtener información sobre la magnitud de tensión del punto de conexión del relé.

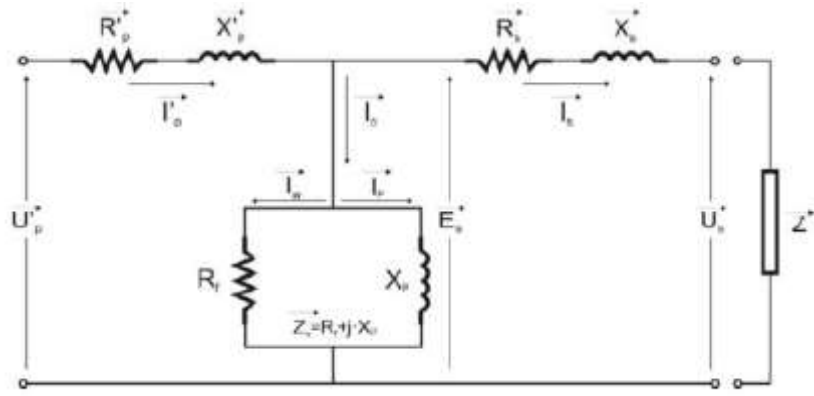


**Ilustración 3-6: Transformador de medida de tensión Siemens [2]**

El primario del transformador de tensión se conecta a los bornes de la red entre los cuales se desea medir tensión, mientras el secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios aparatos de medida conectados en paralelo.

Los transformadores de tensión son fabricados habitualmente con el núcleo rectangular y los secundarios se bobinan sobre ese mismo núcleo. Por tanto, no existen núcleos diferentes para cada uno de los devanados secundarios, y la carga de un secundario llega a influir en la precisión del otro.

Las ecuaciones generales que rigen el funcionamiento del transformador de medida de tensión se plantean a continuación:



**Ilustración 3-7: Circuito equivalente transformador de tensión [27]**

$$\vec{U}_p = \vec{E}_s + R_p' \cdot \vec{I}_p + jX_p' \cdot \vec{I}_p$$

**Ecuación 24: Tensión vectorial del primario referenciado al secundario del TT [27]**

$$\vec{U}_s = \vec{E}_s - R_s \cdot \vec{I}_s - jX_s \cdot \vec{I}_s$$

**Ecuación 25: Tensión eficaz del secundario del TT [27]**

$$\vec{I}_p = \vec{I}_0 + \vec{I}_s$$

**Ecuación 26: Intensidad vectorial del primario del TT referenciado al secundario [27]**

Al igual que en el transformador de intensidad, se comete un error en el transformador de tensión en carga debido a:

- El error debido a la intensidad secundaria a través de la impedancia de cortocircuito
- El error en vacío

El error de tensión cometido en este transformador, en tanto por ciento, se calcula de manera similar a la del TI:

$$\varepsilon_u = \frac{K_n \cdot U_s - U_p}{U_p}$$

**Ecuación 27: Error de tensión TT [27]**

*siendo  $K_n$  = Relación de transformación nominal*

*$U_p$  = tensión primaria real*

*$U_s$  = tensión secundaria real*

Siendo el error que se introduce en la medida de una tensión y que proviene de la diferencia entre la relación de transformación y la relación nominal.

El error de fase, o desfase, es la diferencia que existe entre los vectores de las tensiones primarias y secundarias el transformador, elegidos los sentidos de los vectores de forma que el ángulo sea nulo para un transformador perfecto.



### 3.2.7 Relés de protección

Equipo del sistema de protección diseñado para cumplir los siguientes objetivos:

- Aislar de la red todo elemento de la misma sometido a una incidencia
- Evitar la propagación de la incidencia
- Minimizar los daños sobre la red
- Devolver al sistema las condiciones previas a la falta
- Proporcionar información sobre la localización y el tipo de falta

### 3.2.8 Enlaces de comunicación y cableado de control

En ocasiones un sistema de protección sin comunicaciones, no despeja las faltas por ambos extremos en los tiempos adecuados, comportamiento que no es tolerable en muchos casos. Es interesante tener un enlace de comunicación entre los equipos capaz de satisfacer el modo de operación del sistema de protección de manera satisfactoria (apartado 3.8), que será denominado Teleprotección.

Los equipos de teleprotección hacen de interface y son los que ponen a disposición del equipo de telecomunicación, toda la información que debe ser intercambiada entre los equipos de protección de cada extremo de la línea para la toma de decisiones.

Los tipos de soporte de transmisión de información entre teleprotecciones pueden ser:

- Hilos piloto
- Ondas portadoras por las líneas de energía (carrier)
- Enlaces de radio
- Fibras ópticas

Los tipos de esquemas de teleprotección serán definidos en el apartado 3.9.

### 3.2.9 Sistema de alimentación

Los interruptores y relés se alimentan de manera independiente al resto de la instalación, con el fin de garantizar la autonomía de este sistema de protección. Habitualmente la alimentación es en continua. Este elemento garantiza la continuidad del suministro necesario para el correcto funcionamiento del sistema de protección.

Dependiendo del grado de criticidad de la instalación, podrá ser necesario disponer de alimentaciones redundantes y con cierto grado de independencia entre sí al objeto de mantener los sistemas operativos ante fallo simple en la alimentación.

### 3.2.10 Concepción sistemática de la protección

La concepción de la protección se entiende como la integración de todos los elementos (apartado 3.2), las características y las zonas de protección en un mismo sistema, que debe atender a la posibilidad de aparición de faltas que hay que solventar mediante:

- Protecciones preventivas
- Protecciones incorporadas en los equipos
- Protecciones principales
- Protecciones de respaldo

Las protecciones no han de ser diseñadas para actuar de forma individual, como parte del conjunto de elementos que conforman el sistema de protección.

La selección del tipo de sistema de protección para la presente aplicación será detallada en el apartado 3.10, atendiendo a las características principales del transformador y todos los conceptos detallados a lo largo de los capítulos 2 y 3.

## 3.3 Principios constructivos de los relés de protección

Los relés de protección han sido objeto de innovación a lo largo de los últimos años (Ilustración 3-8), sufriendo una transformación considerable debido a los avances tecnológicos.

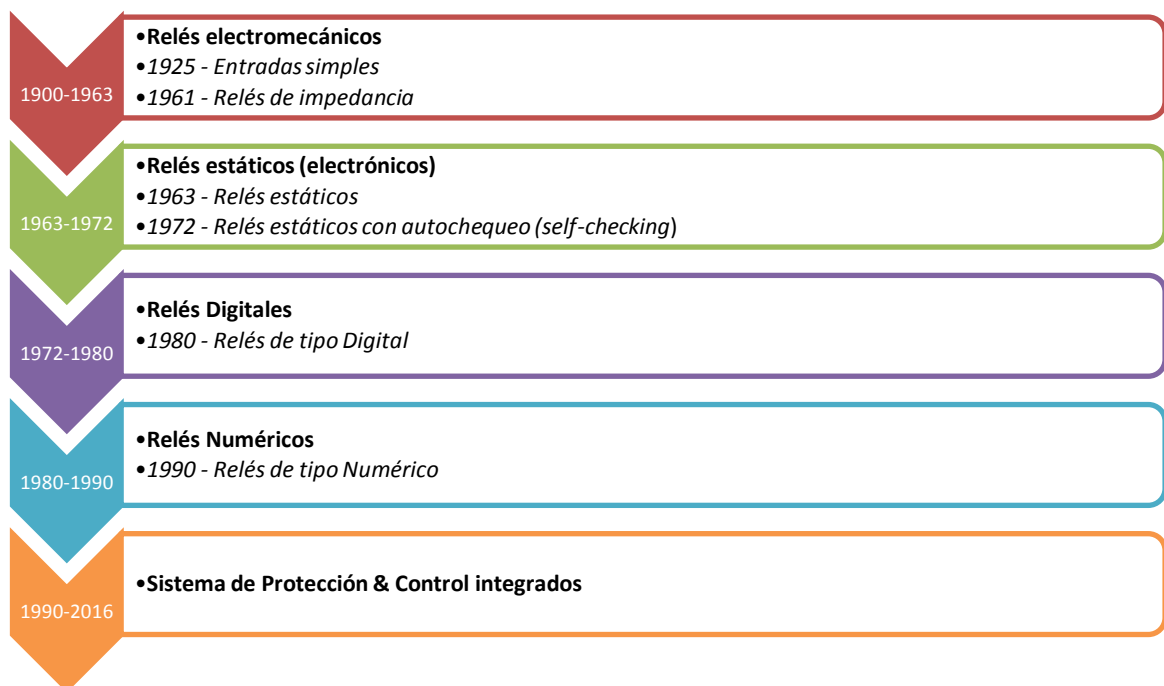


Ilustración 3-8: Línea cronológica Relés de Protección

Los relés de protección comenzaron como dispositivos electromecánicos, hace alrededor de 100 años, donde surgieron los primeros relés térmicos y de sobrecorriente. A medida que los años pasaban, los relés comenzaron a incorporar más funciones, apareciendo los relés de falta a tierra, relés de potencia, relés de regulación de tensión, relés de distancia...

El avance de la tecnología y la aparición de nuevos métodos de medida, hace que nazcan los relés estáticos. Éstos combinaban la estática y los nuevos microprocesadores del mercado. La rapidez de los nuevos relés implica un gran avance, surgiendo los relés de ultra velocidad, y los simuladores de sistemas de potencia.

El siguiente paso en la vida de los relés de protección, fueron los relés basados en microprocesadores. Comenzaron a reemplazar a los relés estáticos alrededor de los años 1980. Ésta fue la primera solución “híbrida” del mercado, donde se comenzó a usar la electrónica analógica. Fueron los primeros relés numéricos.

Por último, alrededor del año 1994, se introduce el concepto del sistema de control y los relés numéricos. Incorpora la ventaja de módulos HW que facilitan la configuración del sistema de protección, adaptándolo a la aplicación requerida, y las funcionalidades de configuración deseadas.

En esta aplicación trabajaremos con un sistema de protección digital [27], el cual tiene grandes mejoras respecto a los antiguos equipos analógicos. Entre ellas:

- Flexibilidad funcional; medición, control y supervisión
- Adaptación al ámbito de aplicación
- Buen carácter económico
- Capacidad del autodiagnóstico
- Compatible con la tecnología digital integrada en las subestaciones
- ...

En la actualidad, son muchos los fabricantes que trabajan con este tipo de relés; Schneider (Ilustración 3-11) , ABB (Ilustración 3-9), Siemens (Ilustración 3-10)...



**Ilustración 3-9: Relé de protección de transformador - ABB [28]**



**Ilustración 3-10: Relé de protección de transformador - Siemens [2]**



**Ilustración 3-11: Relé de protección de transformador - Schneider [17]**

En el presente Trabajo de Fin de Grado se usarán solo los equipos de Siemens para diseñar y ajustar el sistema de protección y control del transformador (apartados 4.2 y 5)

### 3.4 Perturbaciones en un transformador de potencia

#### 3.4.1 Perturbaciones térmicas

El transformador está dimensionado para soportar un calentamiento que no cause daños a los componentes del mismo, directamente relacionado con su tamaño. En ocasiones se producen perturbaciones térmicas ocasionando sobrecalentamientos que conducen a:

- Dilataciones.
- Daños al aislamiento, reduciendo las propiedades dieléctricas.
- Envejecimiento de los componentes.
- Cambios en la humedad y el contenido de gases disueltos en el aceite, incrementándose al igual que la temperatura del transformador.
- Solicitaciones superior en los cambiadores de tomas en cargas, las bornas...
- Reducción de la vida útil.

La importancia de asegurar la vigilancia permanente de las características térmicas del transformador es fundamental para su correcto funcionamiento y así evitar las consecuencias anteriormente mencionadas. El estudio actual se está realizando sobre un transformador de gran potencia, por lo que las vulnerabilidades son mayores respecto a transformadores de menor potencia, por lo que se ha de aplicar un grado de protección mayor donde se tengan en cuenta los siguientes parámetros influyentes:

- Temperatura de los puntos calientes en los arrollamientos
- Temperatura ambiente
- Humedad e impurezas
- Gases disueltos
- Tipo de refrigeración
- Bornas
- Cambiador de tomas en carga
- Pérdidas de cortocircuito

Estas perturbaciones pueden tener distintos orígenes [29]; sobrecargas de corriente, sobrecargas de tensión. A continuación serán definidos estos conceptos.

### 3.4.1.1 Sobrecargas de corriente

Corrientes superiores a la nominal, siendo ésta la máxima admisible que puede circular de manera permanente por el equipo.

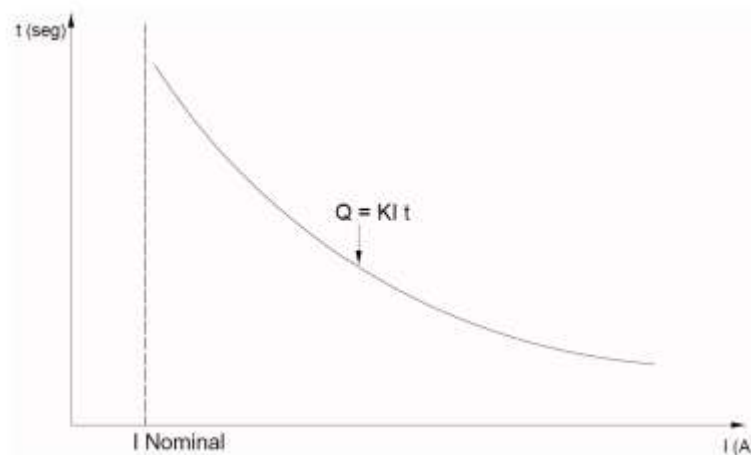


Ilustración 3-12: Sobrecarga [30]

Las sobrecargas de corriente aparecen comúnmente en las siguientes situaciones:

- **Arranque/bloqueo de motores:** Es necesaria una corriente superior a la nominal. Estos arranques pueden ser frecuentes si el transformador no está sobredimensionado para soportar dichas sobrecargas.
- **Armónicos:** los armónicos introducidos por cargas inductivas, convertidores y rectificadores pueden ser elevados, que producen picos de tensión y por tanto la desclasificación (“derating”, pérdidas adicionales) de la potencia del transformador.
- **Cortocircuitos:** si el valor del cortocircuito excede los 2 segundos (CEI 60076-5), se generan los sobrecalentamientos.
- **Conexión:** puede ocurrir de manera ocasional ya que el transformador está dimensionado para ello, pero si se presentan de manera repetida pueden ocasionar importantes sobrecalentamientos.

### 3.4.1.2 Sobrecargas de tensión

Existen también sobrecargas originadas por valores de tensión fuera del rango de operación normal del transformador. Estas aparecen a consecuencia de las siguientes situaciones:

- **Frecuencia:** ocasiona sobrecargas de tensión cuando la frecuencia es inferior a la dimensionada para el transformador, ocasionando calentamientos por sobreinducción.
- **Sobreinducción:** pérdidas ligadas al circuito magnético, originadas por la posición incorrecta de la toma de regulación del transformador, sin estar adaptada a la tensión de la red.
- **Armónicos:** ocasionan pérdidas ligadas al circuito magnético, provocando sobrecargas en el núcleo y el bobinado del lado de baja tensión del transformador.

Finalmente las perturbaciones térmicas pueden ser debidas a sobrecalentamientos debidos a la temperatura ambiente y la refrigeración del transformador.

### 3.4.2 Cortocircuitos

Es la desaparición intempestiva del aislamiento relativo entre dos conductores a diferente potencial [30], que produce un aumento brusco de la intensidad.

Pueden ser de dos tipos, simétricos o asimétricos (Ilustración 3-13):

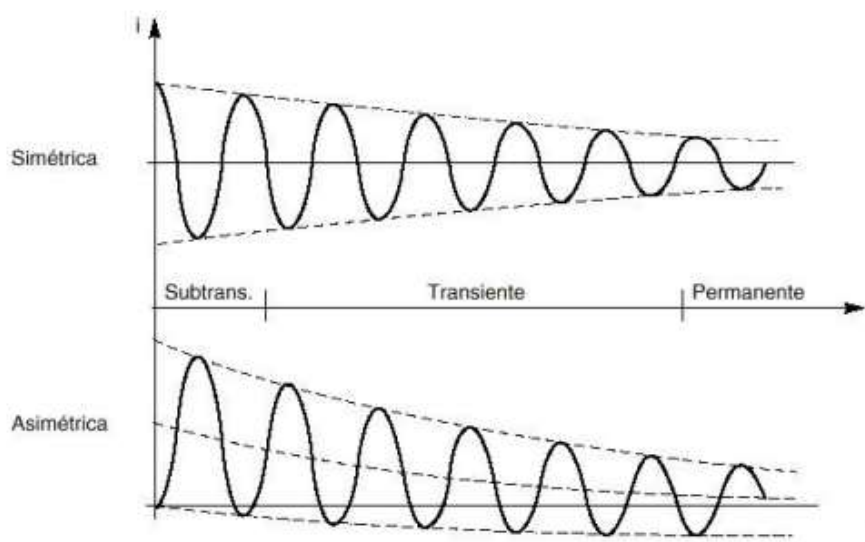


Ilustración 3-13: Cortocircuitos simétrico y asimétrico [31]

Los cortocircuitos se agrupan en los siguientes tipos, siendo el más habitual el primero de ellos:

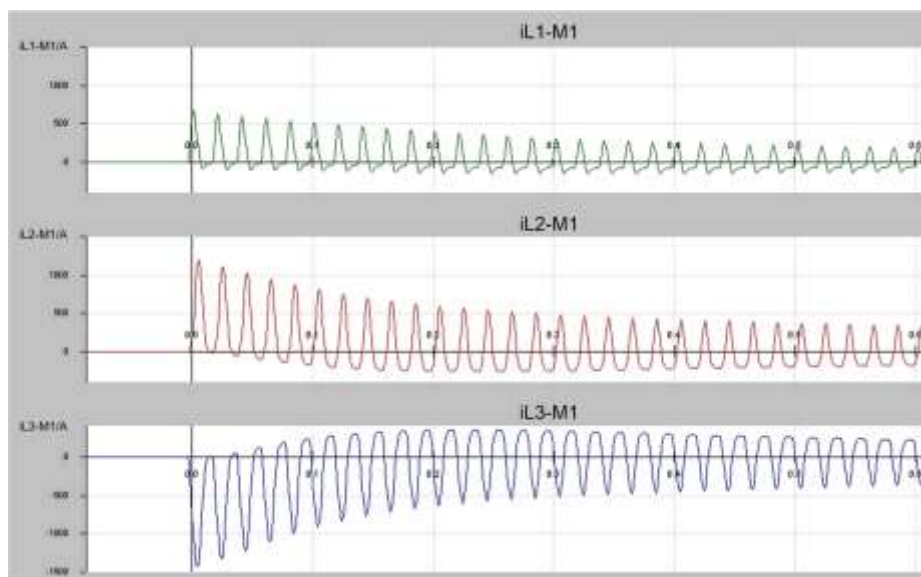
- Monofásico a tierra: conductor que entra en contacto directo a tierra.
- Bifásico: dos fases entran en contacto.
- Bifásico a tierra: dos fases entran en contacto con tierra.
- Trifásico: las tres fases entran en contacto.

### 3.4.3 Corriente de conexión, "Inrush"

La corriente de conexión o también conocida como Inrush, aparece como picos transitorios de corriente al energizar el transformador sin carga a causa de la magnetización del núcleo magnético. Al conectar el transformador de potencia circula una intensidad de cierre (Inrush) con componente de corriente continua ya que el flujo de intensidad no se puede alterar bruscamente. El Inrush se presenta en las tres fases como una intensidad diferencial (Ilustración 3-14), que puede tener un elevado valor que llega a producir en ocasiones un disparo intempestivo.

Cuando ocurre una falta la tensión disminuye hasta llegar a cero al aislarse la falta. Al restablecerse el sistema, la tensión aumenta hasta su valor nominal simulando un proceso similar al de energización. Este procedimiento es tan rápido, que el valor del Inrush es menor que el inicial.

Para transformadores de gran potencia, como el caso actual en estudio, tiene una constante de tiempo de la componente en continua que puede alcanzar varios segundos y su valor pico puede ser muy elevado, lo que pone en riesgo la vida útil del transformador.



**Ilustración 3-14: Inrush en las tres fases [2]**

La corriente de vacío del orden del 0.5-0.2% de la corriente nominal, alcanzándose corrientes instantáneas “Inrush” de 5 a 8 veces la nominal. Al fluir tan solo en uno de los bobinados del transformador, ocasiona la aparición de grandes corrientes diferenciales que hacen operar el relé y disparar.

Las características principales de esta corriente son [32]:

- Valor pico inicial muy elevado
- Duración de varios ciclos, se amortigua rápidamente
- Contenido armónico elevado principalmente segundo y cuarto armónico

La corriente de Inrush provoca [32]:

- Calentamiento de los bobinados, provocando daños de aislamiento
- Elevadas tensiones mecánicas debido a las fuerzas magnéticas inducidas
- Huecos de tensión temporales en el sistema eléctrico de potencia
- Radio-interferencias con líneas de comunicación próximas
- Sobretensiones a causa de la resonancia armónica en sistemas con filtros eléctricos.
- Calidad de suministro afectada: resonancia, sobretensiones, huecos de tensión...

Los parámetros característicos de esta corriente dependen fundamentalmente de:

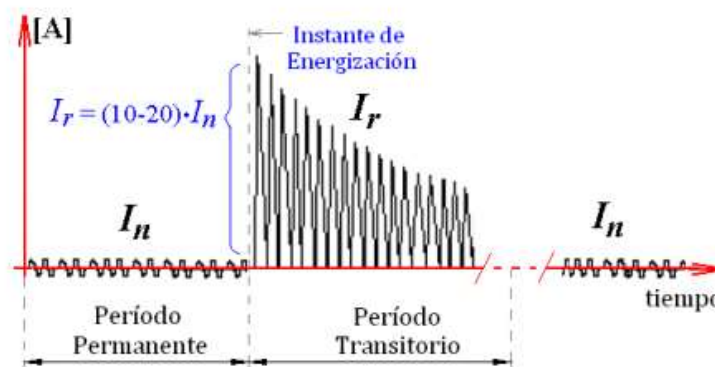
- Valor instantáneo de la tensión aplicada al transformador en el instante de la energización del transformador sin carga
- Tamaño del transformador
- Punto de la onda de cierre
- Magnitud y sentido del flujo residual en el núcleo magnético
- Resistencia e inductancia equivalente serie del circuito de alimentación



- Resistencia e inductancia de dispersión del bobinado primario del transformador
- Características magnéticas y geométricas del núcleo
- Valor de la resistencia de pre-inserción del disyuntor
- Existencia de bobinado terciario conectado en triángulo, en transformadores trifásicos.
- Nivel del cortocircuito

El valor de la corriente de Inrush viene determinado por la impedancia de la fuente de alimentación y la reactancia del núcleo en el devanado energizado cuando el núcleo se satura. En este caso la probabilidad de aparecer el valor máximo es baja.

Tras una conexión no controlada, el flujo tendrá un valor distinto a cero, que provoca la saturación del núcleo creándose así la elevada corriente de magnetización.



**Ilustración 3-15: Evolución de la corriente en la energización del transformador**

La capacidad del transformador de potencia define la duración y la magnitud del Inrush. Su valor también depende del punto de la onda de corriente alterna donde se cierran los polos del interruptor. El máximo valor se presenta en el paso por cero de la tensión y el nuevo flujo magnético de la corriente toma la misma dirección que el flujo remanente. El valor del Inrush es pequeño cuando los flujos toman direcciones opuestas.

Pero la corriente de Inrush no es una condición de falta, por lo que el relé de protección debe discriminar esta situación y ordenar la no actuación, incorporando al relé funciones adicionales que durante los procesos de cierre y sobreexcitación bloqueen la protección diferencial.

#### 3.4.4 Subtensión

Descenso de la tensión por debajo del valor nominal. Se compensa esta perturbación con un aumento de la corriente debido a la invariación de la carga, originando así una sobrecorriente.

### 3.4.5 Sobretensión

Aumento de la tensión por encima del valor nominal. Las consecuencias son:

- Si la sobretensión supera la tensión dieléctrica, provocará el deterioro del aislamiento
- Arcos eléctricos, provocando importantes averías
- Riesgo alto para las personas

Las sobretensiones pueden ser de varios tipos, como se detalló en el apartado 2.4.2:

- Tensión de servicio
- Sobretensiones internas temporales
- Sobretensiones internas de maniobra
- Sobretensiones externas o atmosféricas

### 3.4.6 Sobreexcitación

La sobreexcitación aparece cuando se detectan valores altos no admisibles en la inducción del transformador, produciendo intensidades de magnetización elevadas y una subfrecuencia que ocasionan altas pérdidas en el núcleo y un incremento importante del Inrush.

La sobreexcitación se origina a causa del desacoplamiento de red, la respuesta de regulación de tensión y frecuencia es lenta o el desequilibrio de potencias es elevado. El transformador puede operar con un cierto grado de sobretensión cuando va acompañado de un aumento de frecuencia.

Esta inducción se detecta directamente por la evaluación de la relación  $U/f$ . La ecuación fundamental de los valores nominales para la fem generada en un transformador es:

$$\Phi = k \cdot \frac{U}{f}$$

Diferenciando estas situaciones puntuales de sobreexcitación de situaciones de cortocircuito mediante la detección de 5º armónico.

### 3.4.7 Desequilibrios

El sistema está en desequilibrio cuando las corrientes por cada fase presentan magnitudes y/o ángulos distintos entre ellos. Esto puede deberse a averías/incidencias en la red, o descompensación de las cargas, y se producen fundamentalmente en las proximidades de las cargas. Los desequilibrios también pueden ser introducidos por el cambiador de tomas del transformador, por lo que hay que supervisar la ejecución correcta de las órdenes de posición y así evitar posibles desequilibrios en la red.

Para reducir las pérdidas por desequilibrios, es preferible el uso de receptores polifásicos equilibrados a otros desequilibrados o monofásicos que cumplan la misma función. El reparto de la carga entre las tres fases debe atender al funcionamiento similar de las intensidades para las tres fases.

Por tanto, el diseño del sistema de protección debe contemplar el hecho de la aparición de perturbaciones, por lo que es necesario ajustarlo con los medios adecuados para el despeje y la solución de las mismas. Así se minimizan los posibles efectos derivados de estos defectos.

### 3.4.8 Perturbaciones mecánicas

En el transformador también se presentan perturbaciones debido a fallos mecánicos causados por:

- Presión
- Nivel de aceite
- Relé Buchholz
- Temperatura

La presencia de gas en el interior de un transformador sumergido en aceite deriva en el malfuncionamiento del equipo. Este gas se acumula en el interior del relé Buchholz en la parte superior (Ilustración 3-16), bajando el nivel de aceite y el flotador superior, lo que acciona el interruptor de alarma.

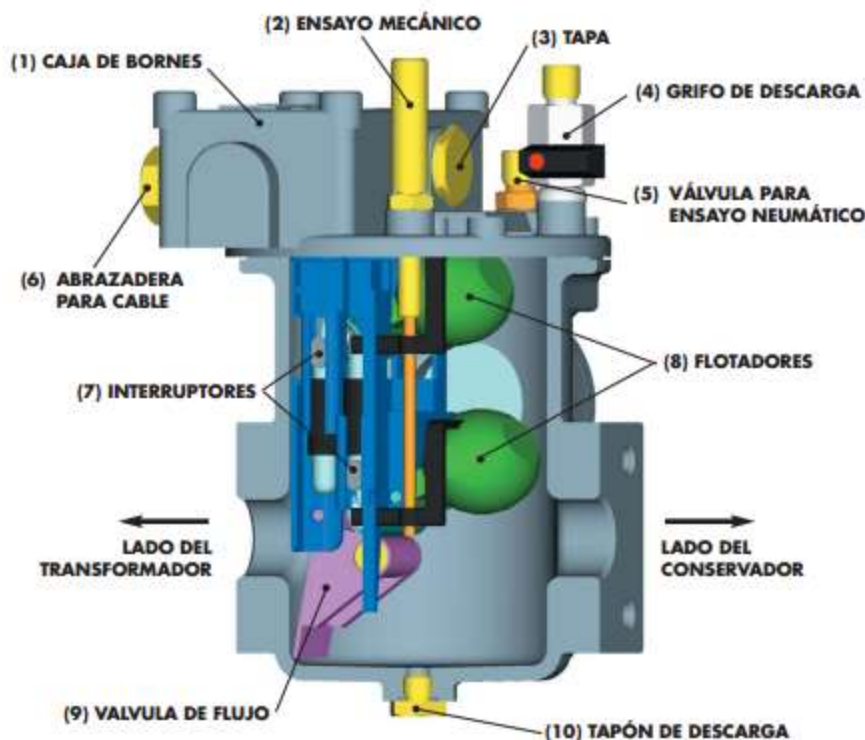


Ilustración 3-16: Relé Buchholz [33]

Es importante realizar un monitoreo y supervisión continuo del gas y aceite, y la temperatura del transformador de potencia para evitar perturbaciones mecánicas. Para ello se dotará al sistema de protección y control de protecciones mecánicas:

- Supervisión del gas/aceite
  - Presión súbita
  - Nivel de aceite

- Buchholz
- Supervisión de la temperatura
  - Termómetro de aceite
  - Termómetro en devanado

Se detallarán en el capítulo 4 todas las funciones de protección necesarias para disminuir y evitar las perturbaciones mencionadas a lo largo del presente apartado.

### 3.5 Comportamiento del sistema de protección

La misión del sistema de protección es aislar la perturbación producida en el menor tiempo posible para minimizar daños en la instalación y sus equipos.

Las protecciones deben recibir información continua de los distintos elementos que componen el sistema de protección y control (apartado 3.2), procesándola para poder actuar de manera correcta (apartado 3.8).

Por lo tanto, el comportamiento del sistema de protección debe basarse en dos fundamentos principales:

- **Analítico:** proporciona información y características de la falta para su análisis y solución.
- **Operativo:** lograr que el daño causado sea el mínimo posible, aislando la zona en falta.

### 3.6 Protecciones primarias y de respaldo

El sistema eléctrico de potencia se divide en zonas de alcance, diferenciándose entre las zonas principales y adyacentes. Estas últimas evitan puntos muertos no protegidos por las protecciones primarias. Es importante diferenciar los elementos principales de los que no lo son, para poder definir las zonas de alcance del sistema de protección.

**La protección primaria** detecta las faltas en el elemento protegido y lo aísla del resto de elementos del sistema de potencia. El alcance del sistema de protección principal debe coincidir con la zona de protección (zona delimita por los interruptores de potencia) del elemento, para que la selectividad sea lo mejor posible, siendo el despeje de la falta en esta zona lo más rápido posible. Están definidas para desconectar el número mínimo posible de elementos para que la falta quede despejada.

**La protección de respaldo** duplica el sistema de protección principal, para poder permitir la operación del sistema de protección frente al fallo de uno de los elementos de protección principal, cumpliendo así la norma N-1. Este sistema incluye una protección contra fallo de interruptor, cuya actuación provocará el disparo de los interruptores de la zona adyacente. El alcance del sistema de protección principal debe coincidir con la zona de protección. El alcance ante fallo del interruptor es más amplio que la del sistema principal, por lo que debe temporizarse para cumplir la selectividad del sistema.

La responsabilidad de este tipo de protección es despejar la falta como método alternativo cuando las protecciones primarias han fallado. Implica que el tiempo de operación esté en retardo respecto a la de la principal (selectividad, apartado 3.8). Cuando las protecciones primarias están en estado de mantenimiento, la protección de respaldo ha de ser capaz de actuar ante faltas que puedan producirse como si fuese una protección principal.

Esto implica que tengan que ser independizadas las causas de fallo de cada una de las protecciones (usando principios de medida diferentes, alimentaciones independientes...), para que ambas puedan complementarse y actúen de manera selectiva.

### 3.7 Funciones del sistema de protección

La función principal del sistema de protección es distinguir las situaciones de falta de aquellas que no lo son. Para ello es importante dotarlo de las siguientes características:

- Distinguir situaciones normales de condiciones de falta, estableciendo a cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que hagan posible esta distinción.
- Establecer las condiciones límite que separan las situaciones normales de operación de las condiciones en falta.

Para lograr su objetivo principal, debe atender a una serie de características enumeradas en el próximo apartado (apartado 3.8).

### 3.8 Operación del sistema de protección

La función de los sistemas de protección es aislar de la red eléctrica todo elemento sometido a una perturbación o cuya situación anómala pueda producir un malfuncionamiento del resto del sistema, tratando minimizar los daños sobre la red de transporte o sus elementos así como garantizar la seguridad de las personas. También tiene la misión de proporcionar la información acerca de la localización y del tipo de falta. Además, siempre que sea posible y la falta sea transitoria, deberá mantener el sistema con la configuración previa a la falta.

Las características principales que debe cumplir el sistema de protección de la aplicación en estudio son las siguientes [27]:

- **Selectividad:** capacidad de discriminar entre las condiciones ante las cuales debe o no actuar, de forma que el número de elementos aislados del resto del sistema sea el mínimo necesario para aislar la perturbación. Opera apoyándose en el sistema de teleprotección o en su defecto, mediante la temporización de los relés.
- **Fiabilidad:** grado de certeza de actuación del relé. Es función de:
  - **Seguridad:** probabilidad de la no actuación ante situaciones donde no debe de hacerlo (faltas externas)
  - **Obediencia:** probabilidad de la actuación ante situaciones donde sí debe de hacerlo (faltas internas)

- **Rapidez:** tiempo transcurrido entre la aparición de una perturbación y la actuación del sistema de protección con la apertura de los interruptores (excluidas las temporizaciones voluntarias).
- **Sensibilidad:** mínima magnitud de la variable ante la que actúa la protección o el sistema de protección. Depende el tipo de protección empleada, de sus umbrales mínimos de medida, de la relación de transformación de los transformadores de intensidad empleados, y de las características del elemento protegido y del sistema eléctrico

La primera función del sistema de protección es detectar la falta en su zona de alcance y despejarla aislando la zona para evitar su propagación y disminuir los tiempos de permanencia.

Pero ocurre que en ocasiones, faltas en zonas adyacentes no son correctamente despejadas por sus protecciones principales correspondientes. En estos casos el sistema de protección deberá actuar de forma coordinada para despejar de forma selectiva faltas fuera de su zona de protección principal.

Por tanto, la protección principal deberá actuar ante una falta que se produzca en su zona de alcance disparando los interruptores para despejarla. Si el despeje del defecto no se realizase de manera efectiva por la protección principal, serían las protecciones principales de los elementos adyacentes las que aislarían la zona en falta actuando con sus zonas de respaldo (una zona más amplia que la zona de protección del elemento principal).

## 3.9 Esquemas de teleprotección

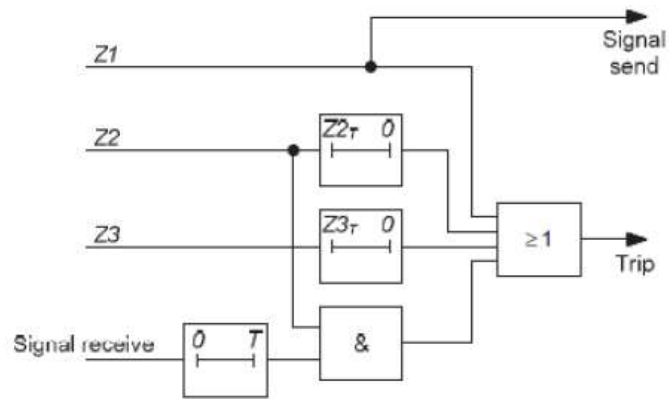
### 3.9.1 Subalcance permisivo

El circuito de disparo siempre está supervisado por un relé local de supervisión. El extremo que detecta falta en zona 1 (zona de subalcance) ordena el disparo a su interruptor y al mismo tiempo envía una señal al extremo contrario.

El extremo que no ve esa misma falta en zona 1 solo disparará de forma instantánea si se cumple que:

- Recibe la señal del extremo contrario
- Detecta falta hacia delante en su zona 2

El esquema (Ilustración 3-17) se basa en que al menos uno de los extremos ve la falta en zona 1 y envía la señal de disparo al extremo contrario.

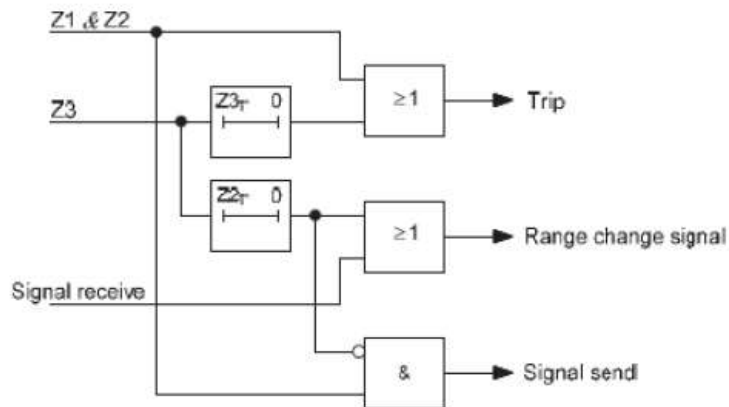


**Ilustración 3-17: Esquema lógico subalcance permisivo [27]**

### 3.9.2 Subalcance con aceleración

El esquema de teleprotección (Ilustración 3-18) usa para ambos relés, el mismo algoritmo de medida para zona 1 y zona 2. Al detectar falta en zona 1 el relé dispara y envía la señal de disparo al extremo contrario.

El extremo que recibe la señal extiende su alcance de zona 1 hasta zona 2, eliminando el temporizador de la misma.



**Ilustración 3-18: Subalcance con aceleración de zona [27]**

### 3.9.3 Sobrealcance permisivo

El esquema de teleprotección (Ilustración 3-19) envía la señal de disparo en zona 2. Para que el disparo sea instantáneo, se tienen que dar las siguientes circunstancias:

- Falta detectada en zona 1
- Falta detectada en zona 2 y señal recibida del extremo contrario

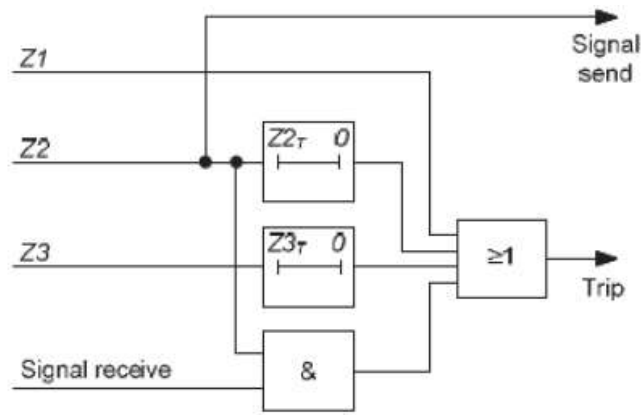


Ilustración 3-19: Sobrealcance permisivo [27]

### 3.9.4 Sobrealcance a bloqueo

El esquema de teleprotección (Ilustración 3-20) se ajusta una de sus zonas mirando hacia atrás, es decir, hacia fuera de la línea protegida (indicada como zona 3 Z3).

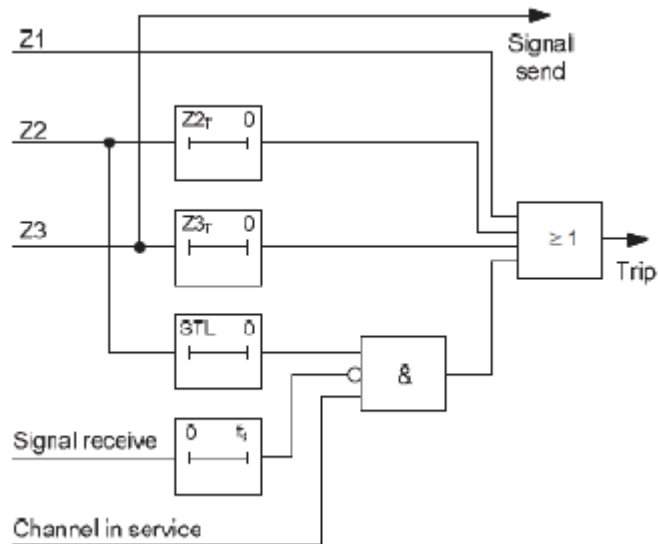


Ilustración 3-20: Sobrealcance a bloqueo [27]

En el caso de que durante la falta se active este esquema de teleprotección, se enviaría la señal de bloqueo a todos los extremos existentes. El respectivo disparo se produce cuando actúa la zona 1, o en cambio, cuando actúa la unidad de sobrealcance y no se recibe orden de bloqueo del extremo remoto.



El esquema de teleprotección se ajusta siempre a sobrealcance, pero la señal de guarda se envía permanentemente por el canal de comunicaciones.

Si actúa la zona a sobrealcance, la señal de guarda se convierte en una señal a desbloqueo. Si en el extremo contrario se encuentra activa la zona de sobrealcance se produce entonces el disparo. Sin embargo, sucede en ocasiones que desaparece la señal de guarda y no se recibe la señal de desbloqueo en el extremo remoto. Para estos casos se añade un temporizador al esquema de 100-200 ms, para discriminar entre las situaciones de falta de las que no lo son.

## 3.10 Configuración del sistema de protección en función de la potencia del transformador

El criterio de selección del sistema de protección y sus funciones vendrá en función de las características del transformador de potencia en estudio y los conceptos relacionados detallados a lo largo de los capítulos 2 y 3.

Inicialmente, se establecen los siguientes métodos de protección para el sistema de protección a seleccionar:

- **Protecciones preventivas:** de manera anticipada envían señales de alarma de aparición de una falta. Se utiliza el monitoreo continuo y la supervisión de las medidas efectuadas sobre el elemento protegido.
- **Protecciones incorporadas en el equipo:** dispositivos principales que incluyen las funciones necesarias y esenciales para el sistema de protección incorporados en el propio equipo, encargados de supervisar las condiciones de operación asignadas
- **Protecciones principales:** definidos en detalle en el apartado 3.6.
- **Protecciones de respaldo:** definidos en detalle en el apartado 3.6.

El transformador de potencia se encuentra en una subestación de alta tensión, por lo que se requiere de un sistema de protección que principalmente permita realizar las siguientes funciones:

- Aislar las faltas en el menor tiempo posible
- Detectar condiciones anómalas, y de manera preventiva disminuir la aparición de defectos y el impacto sobre los elementos de la subestación. Actuando las protecciones en el caso de la aparición de una falta o anomalía.
- Detectar el malfuncionamiento de los elementos de la subestación para evitar perturbaciones en el sistema.

Es importante diferenciar entre los distintos tipos de transformadores según su potencia, ya que cada uno tendrá asociado un sistema de protección dependiente del nivel de potencia y tensión y su función dentro de la red eléctrica.

Por tanto, se podrían diferenciar los siguientes transformadores

- **Transformadores de gran potencia y alta tensión (acorazado):** Su capacidad está en el rango de 20 a 200 MVA para bancos monofásicos, y de 10 a 500 MVA para bancos trifásicos. Las tensiones oscilan entre 230 a 500 kV para el devanado de alta tensión y de 4,16 a 230 kV para baja tensión. Este transformador es el objeto de estudio del presente trabajo de fin de grado, hasta ahora mencionado para ser localizado en una subestación como autotransformador.
- **Transformadores de gran potencia y alta tensión (columnas):** Su capacidad está en el rango de 10 a 120 MVA Las tensiones oscilan entre 15 a 400 kV para el devanado de alta tensión y de 2,4 a 115 kV para baja tensión. Aplicado en subestaciones de interconexión, reductoras o elevadoras.

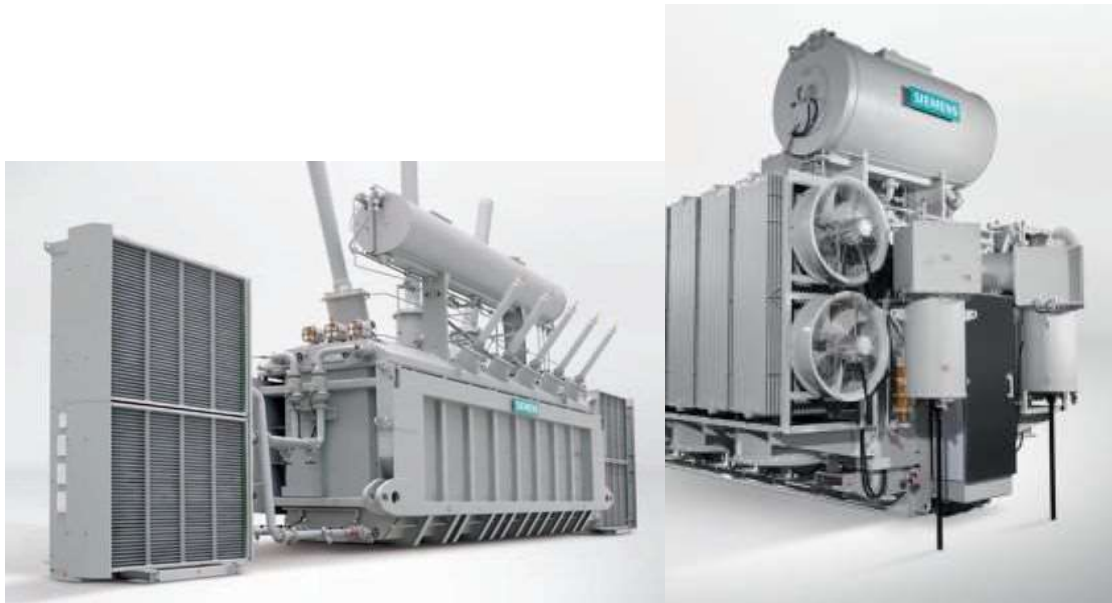


Ilustración 3-21: Transformadores de Gran Potencia (Alta Tensión) [2]

- **Reactores limitadores de corriente:** Su capacidad es inferior a 5000 kVA, siendo su tensión inferior a 34,5 kV. Aplicados en subestaciones de potencia como limitador de corrientes de falta o limitador de la corriente de arranque de las máquinas.
- **Reactores Shunt:** diseñadas para compensar el efecto capacitivo en líneas de alta tensión de transmisión de gran longitud mediante el control de tensiones.



Ilustración 3-22: Reactancia shunt ajustable [2]

- **Transformador de media potencia:** Su capacidad está en el rango de 5 a 20 MVA para bancos monofásicos, y de 5 a 60 MVA para bancos trifásicos. Las tensiones oscilan entre 13,8 a 161 kV para el devanado de alta tensión y de 2,4 a 34,5 kV para baja tensión. Aplicado a subestaciones de interior o intemperie, para la reducción de la tensión o para la red de distribución.



**Ilustración 3-23: Transformador de Distribución (pequeña potencia) [2]**

- **Transformador de pequeña potencia:** Su capacidad es inferior a 2000 kVA. La tensión del devanado de alta tensión es inferior a 34,5 kV y el de baja tensión es inferior a 440 V. Aplicado para la reducción de la tensión en la red de distribución. El grupo de transformadores de baja potencia también contempla una gran clasificación, que no será objeto del presente Trabajo de Fin de Grado.



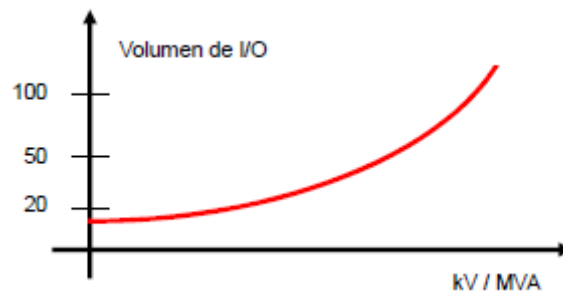
**Ilustración 3-24: Transformador de Baja Potencia (Baja Tensión) [2]**

Una vez conocida la clasificación de los transformadores según su potencia, tensión y aplicación en los grandes grupos anteriormente mencionados, se puede llevar a cabo la selección del sistema de protección adecuado para cada uno de ellos.

Cabe destacar que el nivel de protección para cada uno de los transformadores es muy diferente, ya que a mayor potencia, mayor grado se necesita debido a su importancia dentro del sistema eléctrico. Se pueden diferenciar los siguientes grupos de transformadores según su potencia:

	S(MVA)	U(kV)	Aplicación
<b>Pequeños</b>	5<S>40	V<145	Reductores para distribución y Elevadores para generación
<b>Medios</b>	40<S>250	V>72,5	Interconexión entre sistemas y Elevadores para generación
<b>Grandes</b>	250<S>1000	hasta 800	Interconexión entre sistemas y Elevadores para generación

**Tabla 9: Grupos de transformadores según su potencia**



**Ilustración 3-25: Entradas y salidas del sistema de protección en función de la potencia del transformador**

A su vez, el nivel de tensión y potencia del transformador influyen de manera directa en el número de entradas y salidas que se deben considerar en el sistema de protección y control de la subestación.

Por ello, se presentará a continuación el sistema de protección recomendado para cada uno de los grupos enumerados:

Función de protección	ANSI	Tamaño del transformador			
		Distribución	Pequeño	Mediano	Grande
<i>Diferencial</i>	87T		X	X	X
<i>Diferencial de neutro</i>	87TN		X	X	X
<i>Sobreintensidad de fases y neutro</i>	50/51,50/51 N	X	X	X	X
<i>Sobreintensidad de puesta a tierra</i>	50/51G	X	X	X	X
<i>Sobreintensidad de cuba</i>	50/51C	X	X		
<i>Cargas desequilibradas</i>	46	X	X	X	X
<i>Sobrecarga térmica</i>	49	X	X	X	X
<i>Sobreexcitación</i>	24		(X)	X	X
<i>Sobretensión y subtensión</i>	59,27		(X)	X	X
<i>Sobrefrecuencia y subfrecuencia</i>	81U/O		(X)	X	X
<i>Impedancia-distancia</i>	18,21			(X)	X
<i>Potencia inversa y directa</i>	32R,32F			(X)	X
<i>Fallo de interruptor</i>	50BF	(X)	X	X	X
<i>Relé Buchholz tanque principal</i>	63	X	X	X	X
<i>Relé Buchholz cambiador de tomas</i>	63		X	X	X
<i>Relé Buchholz cambiador de tomas por fase</i>	63			(X)	X
<i>Relé de protección del cambiador de tomas</i>	63		(X)	(X)	X
<i>Válvula de sobrepresión</i>	63	X	X	X	X
<i>Relé de imagen térmica</i>	49	(X)	X	X	X
<i>Temperatura en devanados</i>	26W		X	X	X
<i>Temperatura devanados por fase y lado</i>	26W		(X)	X	X
<i>Temperatura en aceite</i>	26O	X	X	X	X
<i>Temperatura en aceite multipunto</i>	26O		(X)	X	X
<i>Nivel de aceite en el tanque principal</i>	71	X	X	X	X
<i>Nivel de aceite en el cambiador de tomas</i>	71		X	X	X

**Tabla 10: Sistema de protección asociado a cada grupo de transformador según su potencia**

(X) = opcional

Con ayuda de la anterior tabla, se seleccionarán las funciones de protección más importantes correspondientes al transformador de potencia en estudio de 150 MVA y 220/132kV.

### 3.11 Análisis económico

Un sistema eléctrico siempre está dotado de equipos de protección, y por tanto se ha de realizar un estudio económico de lo que supone este sistema.

La inversión a realizar en equipos de protección en la subestación supone el 20-25% del total de cada posición, pero tiene los siguientes grandes beneficios:

- Seguridad de la red
- Estabilidad de la red
- Disminución en el coste y en el tiempo de reparación de los equipos, al ser menores los daños.
- Disminución en la necesidad de inversión en equipos de reserva al ser más corto el tiempo de reposición de los equipos dañados.
- Mayor disponibilidad de los elementos del sistema de potencia, ya que las protecciones desconectarán de manera selectiva, solo lo imprescindible para que la falta quede aislada.
- Los localizadores de defectos reducen los costes totales de localización.

Por tanto el análisis económico del sistema de protección debe atender a las siguientes causas:

- Reparación del daño
- Probabilidad de que la falta se extienda, dañando así otras zonas del sistema y otros equipos.
- Tiempos fuera de servicio de los equipos
- Repercusiones para el cliente que tienen los tiempos de fuera de servicio.

En el caso del presente trabajo de fin de grado, el objetivo es el análisis económico del sistema de protección del transformador, por lo que la inversión a realizar será menor al 20-25% del total de la subestación, teniendo en cuenta el coste de la posición y el coste del elemento protegido.

El mantenimiento es otro factor que se tiene que incluir en el análisis económico, y que implica largos periodos de tiempo pero cuya actuación esporádica debe estar garantizado.

De la correcta selección y coordinación de los equipos, depende la optimización de los recursos económicos, tanto de mantenimiento como de adquisición de los equipos de protección.

El análisis económico comprende los siguientes gastos:

- Gastos directos
- Gastos indirectos
- Ingresos o ahorros: coste en relación a la aparición de faltas y su correspondiente despeje.
- Gastos por no implementar el nuevo sistema de protección

### 3.11.1 Gastos directos

Estos gastos están relacionados directamente con la inversión inicial del proyecto, teniendo en cuenta los siguientes gastos directos:

- **Coste de los equipos de protección:** en este caso se dotará al transformador de un sistema de protección redundante, por lo que el coste será más elevado. A su vez, el nivel de protección que requiere es mayor que para otros transformadores de baja potencia (apartado 3.10), lo que aumenta también su valor. No es posible proporcionar el valor exacto del equipo debido a ser información confidencial de Siemens.
- **Costes por sustitución:** cuando se realiza una modificación, en este caso una sustitución, se presentan gastos comerciales que deben ser tomados en cuenta. Los gastos derivados son:
  - *Gastos de indisponibilidad del equipo:* en la red de transporte y distribución, se paga por la disponibilidad de los elementos y las posiciones
  - *Gasto de instalación y mano de obra:* es necesario realizar la sustitución del sistema de protección por personal cualificado, lo que implica otro gasto adicional.
  - *Gasto de pruebas y calibración:* es necesario realizar las pruebas oportunas una vez se haya realizado la sustitución del sistema de protección, lo que implica un gasto adicional.

### 3.11.2 Gastos indirectos

Habitualmente los gastos indirectos suponen un 10-15% de los gastos directos totales.

$$\text{gasto indirecto} = 0,15 \cdot \text{gastos directos}$$

### 3.11.3 Ingresos o ahorros (coste en relación a la aparición de la falta)

En base a la estadística de fallos del sistema eléctrico, obtenida del documento de la IEEE de Transformadores de potencia, puede realizarse un estudio de las faltas que se han producido y como han actuado las protecciones ante estas faltas, para poder analizar el ahorro en el caso de no haberse la correcta protección y se hayan producido graves consecuencias en el sistema eléctrico como; dejar sin alimentación a una línea.

Por todo lo mencionado anteriormente, el análisis económico debe estimar, cuantificar y calificar el riesgo de aparición de las faltas (apartados 2.4 y 3.4) en el transformador de potencia en estudio, analizando su impacto y probabilidad de aparición.

A continuación se muestran las estadísticas de fallos del transformador de potencia:



**Table B.1—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 60 kV to 109 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
3019.5	Bushings including CTs	14	0.0046	9 580	684.3	101.56	684.3
	Windings	13	0.0043	16 387	1260.5	265.47	1260.5
	On-load tap changer	81	0.0268	30 865	381.1	69.23	381.1
	Core	4	0.0013	2 531	632.7	537.27	632.7
	Leads	2	0.0007	232	115.8	115.8	115.8
	Cooling equipment	6	0.0020	240	40.0	42.17	40.0
	Auxiliary equipment	6	0.0020	377	62.8	25.61	62.8
	Other	42	0.0139	22 687	540.2	45.02	540.2
	All integral components	168	0.0556	82 898	493.4	68.78	493.4
	Control and protection equipment	80	0.0265	9 966	124.6	3.29	124.6
	Surge arrester	7	0.0023	358	51.1	20.83	51.1
	Bus	13	0.0043	1 387	106.7	2.53	106.7
	Disconnect	49	0.0162	11 987	244.6	25.57	244.6
	Circuit switcher	0					
	CT (free standing)	1	0.0003	1	1.1	1.13	1.1
	Potential devices	6	0.0020	1 979	329.8	129.45	329.8
	Motor-operated ground switch	7	0.0023	538	76.8	40.22	76.8
	Other	21	0.0070	4 926	234.6	4.00	234.6
	Unknown	17	0.0056	532	31.3	9.48	31.3
	All terminal equipment	201	0.0666	31 675	157.6	9.13	157.6

**Tabla 11: Estadística de fallos de transformadores 66kV-109kV [34]**

**Table B.2—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 110 kV to 149 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
9302	Bushings including CTs	93	0.0100	22 144	238.1	14.58	226.3
	Windings	31	0.0033	24 876	802.5	10.35	130.1
	On-load tap changer	187	0.0201	51 806	277.0	26.78	274.5
	Core	15	0.0016	493	32.9	1.27	32.9
	Leads	2	0.0002	17	8.6	8.56	8.6
	Cooling equipment	28	0.0030	1 590	56.8	17.61	56.8
	Auxiliary equipment	24	0.0026	6 166	256.9	18.76	256.9
	Other	162	0.0174	37 455	231.2	24.80	231.2
	All integral components	542	0.0583	144 547	266.7	22.82	225.3
	Control and protection equipment	323	0.0347	23 407	72.5	1.78	72.5
	Surge arrester	31	0.0033	3 104	100.1	14.33	100.1
	Bus	61	0.0066	14 132	231.7	1.18	231.7
	Disconnect	157	0.0169	28 664	182.6	24.00	182.6
	Circuit switcher	3	0.0003	71	23.6	4.85	23.6
	CT (free standing)	11	0.0012	1 585	144.1	4.23	144.1
	Potential devices	27	0.0029	6 971	258.2	73.95	258.2
	Motor-operated ground switch	31	0.0033	7 661	247.1	22.58	247.1
	Other	64	0.0069	1 977	30.9	2.94	30.9
	Unknown	220	0.0237	34 341	156.1	14.03	156.1
	All terminal equipment	928	0.0998	121 911	131.4	6.66	131.4

**Tabla 12: Estadística de fallos de transformadores 110kV-149kV [34]**

**Table B.3—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 150 kV to 199 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
594	Bushings including CTs	18	0.0303	11 143	619.1	4.88	619.1
	Windings	2	0.0034	6 678	3 339.2	3 339.24	3 339.2
	On-load tap changer	28	0.0471	16 109	575.3	57.76	575.3
	Core	0					
	Leads	0					
	Cooling equipment	6	0.0101	2 151	358.5	239.53	358.5
	Auxiliary equipment	18	0.0303	955	53.0	12.00	53.0
	Other	16	0.0269	12 493	780.8	248.86	780.8
	All integral components	88	0.1481	49 529	562.8	32.00	562.8
	Control and protection equipment	19	0.0320	6 439	338.9	23.90	338.9
	Surge arrester	7	0.0118	973	139.0	37.10	139.0
	Bus	4	0.0067	3	0.6	0.62	0.6
	Disconnect	26	0.0438	27 024	1 039.4	127.53	1 039.4
	Circuit switcher	0					
	CT (free standing)	1	0.0017	4 626	4 625.6	4 625.63	4 625.6
	Potential devices	8	0.0135	3 350	418.7	122.70	418.7
	Motor-operated ground switch	3	0.0051	688	229.3	104.43	229.3
	Other	1	0.0017	1	0.7	0.68	0.7
	Unknown	9	0.0152	628	69.8	0.70	69.8
	All terminal equipment	78	0.1313	43 730	560.6	28.04	560.6

**Tabla 13: Estadística de fallos de transformadores 150kV-199kV [34]**

**Table B.4—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 200 kV to 299 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
5940.0	Bushings including CTs	32	0.0054	6 283	196.3	13.83	196.3
	Windings	19	0.0032	23 225	1222.4	68.97	891.0
	On-load tap changer	90	0.0152	25 148	279.4	12.81	279.4
	Core	5	0.0008	557	111.5	30.18	111.5
	Leads	5	0.0008	140	28.0	2.58	28.0
	Cooling equipment	34	0.0057	2 187	64.3	3.64	64.3
	Auxiliary equipment	35	0.0059	9 024	257.8	9.25	257.8
	Other	90	0.0152	21 719	241.3	29.14	241.3
	All integral components	310	0.0522	88 284	284.8	16.92	264.5
	Control and protection equipment	207	0.0348	8 280	40.0	2.70	40.0
	Surge arrester	27	0.0045	1 491	55.2	23.55	55.2
	Bus	15	0.0025	282	18.8	6.13	18.8
	Disconnect	59	0.0099	14 469	245.2	31.40	245.2
	Circuit switcher	1	0.0002	3	3.2	3.23	3.2
	CT (free standing)	3	0.0005	401	133.8	68.17	133.8
	Potential devices	9	0.0015	106	11.8	8.52	11.8
	Motor-operated ground switch	6	0.0010	1 059	176.4	9.03	176.4
	Other	41	0.0069	1 224	29.9	3.45	29.9
	Unknown	120	0.0202	5 990	49.9	18.23	49.9
	All terminal equipment	488	0.0822	33 305	68.2	9.03	68.2

**Tabla 14: Estadística de fallos de transformadores 200kV-299kV [34]**



**Table B.5—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 300 kV to 399 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
1771.0	Bushings including CTs	10	0.0056	2 296	229.6	6.98	229.6
	Windings	13	0.0073	397	30.5	9.42	30.5
	On-load tap changer	42	0.0237	3 079	73.3	7.50	73.3
	Core	1	0.0006	11 399	11 399.4	11 399.42	11 399.4
	Leads	0					
	Cooling equipment	10	0.0056	1 027	102.7	9.32	102.7
	Auxiliary equipment	11	0.0062	143	13.0	16.67	13.0
	Other	46	0.0260	2 998	65.2	19.39	65.2
	All integral components	133	0.0751	21 340	160.4	13.67	160.4
	Control and protection equipment	28	0.0158	2 134	76.2	3.82	76.2
	Surge arrester	8	0.0045	443	55.3	15.80	55.3
	Bus	1	0.0006	480	480.2	480.15	480.2
	Disconnect	16	0.0090	5 300	331.3	74.21	331.3
	Circuit switcher	0					
	CT (free standing)	1	0.0006	7	6.6	6.63	6.6
	Potential devices	0					
	Motor-operated ground switch	0					
	Other	7	0.0040	290	41.5	13.65	41.5
	Unknown	14	0.0079	4 369	312.1	24.14	312.1
	All terminal equipment	75	0.0423	13 023	173.6	6.98	173.6

**Tabla 15: Estadística de fallos de transformadores 300kV-399kV [34]**

**Table B.6—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 500 kV to 599 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
1044.0	Bushings including CTs	4	0.0038	4 792	1198.1	97.77	1198.1
	Windings	1	0.0010	1 007	1007.1	1007.05	1007.1
	On-load tap changer	3	0.0029	32	10.7	4.27	10.7
	Core	0					
	Leads	0					
	Cooling equipment	5	0.0048	555	111.1	5.30	111.1
	Auxiliary equipment	2	0.0019	7	3.6	3.60	3.6
	Other	6	0.0057	7 552	1258.7	48.95	1258.7
	All integral components	21	0.0201	13 946	664.1	30.20	664.1
	Control and protection equipment	14	0.0134	179	12.8	2.17	12.8
	Surge arrester	3	0.0029	269	89.6	45.10	89.6
	Bus	2	0.0019	57	28.5	28.50	28.5
	Disconnect	6	0.0057	387	64.5	21.05	64.5
	Circuit switcher	0					
	CT (free standing)	0					
	Potential devices	3	0.0029	142	47.3	52.45	47.3
	Motor-operated ground switch	0					
	Other	5	0.0048	51	10.3	1.17	10.3
	Unknown	1	0.0010	31	30.6	30.55	30.6
	All terminal equipment	34	0.0326	1 116	32.8	6.59	32.8

**Tabla 16: Estadística de fallos de transformadores 500kV-599kV [34]**

**Table B.7—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 600 kV to 799 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
2539.0	Bushings including CTs	6	0.0024	3 801	633.5	115.76	633.5
	Windings	6	0.0024	920	153.3	20.45	153.3
	On-load tap changer	11	0.0043	888	80.7	65.08	80.7
	Core	2	0.0008	252	125.9	125.86	125.9
	Leads	0					
	Cooling equipment	11	0.0043	736	66.9	32.00	66.9
	Auxiliary equipment	11	0.0043	746	67.9	30.52	67.9
	Other	25	0.0098	14 788	591.5	16.37	591.5
	All integral components	72	0.0284	22 131	307.4	25.02	307.4
	Control and protection equipment	37	0.0146	932	25.2	4.52	25.2
	Surge arrester	6	0.0024	1 626	271.0	71.48	271.0
	Bus	2	0.0008	165	82.4	82.38	82.4
	Disconnect	17	0.0067	1 647	96.9	13.18	96.9
	Circuit switcher	0					
	CT (free standing)	0					
	Potential devices	0					
	Motor-operated ground switch	2	0.0008	712	355.8	355.82	355.8
	Other	3	0.0012	39	13.0	8.47	13.0
	Unknown	6	0.0024	133	22.1	3.65	22.1
	All terminal equipment	73	0.0288	5 253	72.0	8.48	72.0

**Tabla 17: Estadística de fallos de transformadores 600kV-799kV [34]**

El resumen de estadística de faltas del transformador desde enero de 1998 hasta diciembre de 2002, se muestra en las siguientes tablas:

**Table B.9—Transformer bank statistics for forced outages involving terminal equipment**

Voltage classification	Component years (a)	Number of outages	Total time (h)	Frequency per year	Mean duration
Up to 109 kV	3019.5	201	31 675	0.0666	157.6
110 kV to 149 kV	9302.0	928	121 911	0.0998	131.4
150 kV to 199 kV	594.0	78	43 730	0.1313	560.6
200 kV to 299 kV	5940.0	488	33 305	0.0822	68.2
300 kV to 399 kV	1771.0	75	13 023	0.0423	173.6
500 kV to 599 kV	1044.0	34	1 116	0.0326	32.8
600 kV to 799 kV	2539.0	73	5 253	0.0288	72.0

**Table B.10—Transformer bank statistics for forced outages involving integral subcomponents and terminal equipment**

Voltage classification	Component years (a)	Number of outages	Total time (h)	Frequency per year	Mean duration
Up to 109 kV	3019.5	369	114 573	0.1222	310.50
110 kV to 149 kV	9302.0	1470	266 458	0.1580	181.26
150 kV to 199 kV	594.0	166	93 259	0.2795	561.80
200 kV to 299 kV	5940.0	798	121 589	0.1343	152.37
300 kV to 399 kV	1771.0	208	34 363	0.1174	165.21
500 kV to 599 kV	1044.0	55	15 062	0.0527	273.85
600 kV to 799 kV	2539.0	145	27 384	0.0571	188.86

**Tabla 18: Estadística de faltas en el transformador (1998-2002) [34]**

Se estima que el coste de la falta sigue la siguiente expresión:

$$\text{Coste estimado} = \text{Coste total de la falta} * \text{Probabilidad de Aparición}$$

**Ecuación 28: Coste falta [25]**

Una vez se han analizado los criterios económicos ante las faltas, pueden diferenciarse los siguientes tipos y costes:

COSTE	PROBABILIDAD DE FALTA		
	BAJA	MEDIA	ALTA
ALTO	Protecciones rápidas Protecciones de respaldo	Protecciones rápidas Protecciones redundantes Protecciones de respaldo	Protecciones ultra rápidas Protecciones redundantes Protecciones de respaldo Monitoreo del equipo
MEDIO	Protecciones normales Protecciones de respaldo	Protecciones rápidas Protecciones de respaldo	Protecciones rápidas Protecciones redundantes Protecciones de respaldo
BAJO	Protecciones normales Respaldo del sistema	Protecciones normales Protecciones de respaldo	Protecciones rápidas Protecciones de respaldo

**Tabla 19: Probabilidad aparición faltas**

La aplicación de estudio conlleva a elegir un sistema de protección fiable y seguro que nos permita cumplir los objetivos principales de protección para un generador de gran tamaño y elevada importancia, por lo que el sistema de protección seleccionado es de tipo redundante (apartado 3.10) y los costes correspondientes son altos.

## 4 CAPÍTULO 4. ÁMBITO DE LA APLICACIÓN

El diseño del sistema de protección del transformador de potencia en estudio será realizado cumpliendo las especificaciones aportadas por REE. La selección de cada uno de los ajustes y su criterio vendrá justificada por la filosofía de las protecciones del transformador detallada a lo largo del documento.

Se expondrán los requisitos generales del sistema, las características técnicas, mecánicas, constructivas y medioambientales. Con ello se estudiará el equipo necesario para cumplir con todas las especificaciones, y posteriormente en el capítulo 5 diseñar la configuración del sistema de protección.

### 4.1 Especificaciones Técnicas

En esta sección se fijan todos los requisitos técnicos para el diseño y pruebas de las protecciones del transformador de la res de transporte en estudio.

El transformador a proteger es un autotransformador de 220/132 kV con neutro rígido a tierra y devanado terciario en triángulo (compensador) a 24kV.

Las potencias de cortocircuito en las posiciones de alta y baja tensión del transformador serán:

- Sistema de 220kV:
  - Máxima: 16000 MVA
  - Mínima: 3000MVA
- Sistema de 132kV:
  - Máxima: 9000 MVA
  - Mínima: 3000MVA

Las características de los transformadores de intensidad y tensión son las siguientes:

- Sistema de 220kV:
  - TTs:  $\frac{220000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}}$
  - TIs:  $800/\sqrt{5} A (50VA, 5P20)$
- Sistema de 132kV:
  - TTs:  $\frac{132000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}}$
  - TIs:  $1000/\sqrt{5} A (50VA, 5P20)$

Los equipos dispondrán de un interfaz local incorporado, con pantalla de visualización y teclado, de forma que, mediante los mismos, se pueda programar o reconfigurar el equipo, acceder a los parámetros y a los valores registrados de actuaciones previas o a los valores actualmente medidos.

El sistema de protección se considerará constituido por las siguientes funciones de protección:

- Diferencial de transformador (ANSI 87T)
- Distancia, como función de protección de apoyo, para faltas externas al transformador tanto en el lado de alta como de baja tensión (ANSI 21)
- Sobreintensidad de fases y neutro en los lados primario y secundario (ANSI 50/51/51N)
- Sobreintensidad de circulación en el terciario (ANSI 51N)
- Detección de faltas a tierra en el terciario (ANSI 51N)
- Registrador oscilográfico y cronológico.

Otros elementos necesarios a incluir en el sistema son:

- Conectores y terminales especiales si se requieren
- Elementos o dispositivos de prueba
- Herramientas para el mantenimiento
- Acceso local y remoto
- Software que permita la función de gestión entre el equipo y la conexión local/remoto.

#### *4.1.1 Sistema de protección primario*

El sistema de protección primario estará formado por las protecciones propias del transformador y una protección principal contra cortocircuito. Este sistema actuará sobre los relés de disparo y bloqueo con rearme eléctrico.

#### *4.1.2 Sistema de protección secundario*

El sistema de protección secundario estará formado por un equipamiento similar al primario (sistema redundante seleccionado en el apartado 3.10), salvo las protecciones propias del transformador que no se duplican.

#### *4.1.3 Sistema de protección de apoyo*

El sistema de protección de apoyo estará formado por la protección de distancia, relés de sobreintensidad de fases y neutro para los lados primario y secundario. Para el lado terciario ha de disponer de una protección de sobreintensidad para la detección de circulación de corriente homopolar y una protección para la detección de faltas a tierra en la distribución alimentada a servicios auxiliares.

Este sistema actuará sobre los interruptores de la red a los que proporcionan el apoyo. Su actuación será temporizada para asegurar la selectividad.

#### 4.1.4 Otras funciones

Otras funciones de protección asociadas al transformador que se han de incluir en el sistema son:

- Relé de fallo de interruptor: Su actuación provoca la activación del relé de disparo y bloqueo correspondiente.
- El relé de disparo y bloqueo dispara los interruptores adyacentes y arranca los relés de fallo de interruptor asociados a los mismos.
- El transformador estará equipado de registrador oscilográfico y cronológico de eventos.
- Protección de mínima de tensión en los interruptores de las posiciones del transformador.

El sistema de protección del transformador de potencia en estudio deberá incorporar al menos las siguientes funciones:

	PROTECCIÓN PRIMARIA	PROTECCIÓN SECUNDARIA	PROTECCIÓN TERCIARIA
Funciones mínimas requeridas	Diferencial de transformador (87T)	Diferencial de transformador (87T)	Sobreintensidad de circulación de corriente homopolar (51N)
	Distancia de apoyo (21)	Distancia de apoyo (21)	Detección de faltas a tierra del lado terciario (51N)
	Sobreintensidad de fases y neutro (50/51/51N)	Sobreintensidad de fases y neutro (50/51/51N)	Registrador oscilográfico y cronológico
	Registrador oscilográfico y cronológico	Registrador oscilográfico y cronológico	

Tabla 20: Funciones mínimas requeridas por el sistema de protección del transformador de potencia

#### 4.1.5 Puertos de comunicación

Los equipos estarán provistos preferentemente de tres vías de comunicación como mínimo.

- El puerto frontal, será utilizado para el acceso local mediante un ordenador portátil.
- Puerto trasero, primera vía: enlace con el sistema de control de la subestación, utilizando a este efecto una vía dedicada de comunicación (vía RS232C, RS485, fibra óptica o Ethernet).
- Puerto trasero, segunda vía: prevista para comunicación con la oficina técnica (telegestión), debe realizarse preferentemente, según la norma IEC61850
- Otros protocolos necesarios: IEC61850, IEC-870-5-101/103, DNP3 o MODBUS.

## 4.2 Equipo seleccionado

El equipo seleccionado para el diseño del sistema de protección será de la gama SIPROTEC 5 de SIEMENS, cuyo nombre es 7UT8x.

La protección diferencial del transformador 7UT8x es una protección selectiva de cortocircuito para transformadores de cualquier nivel de tensión, para reactancias longitudinales y transversales así como para líneas cortas. Los equipos contienen todas las funciones necesarias para la protección de transformadores y son, por lo tanto, aplicables universalmente. La función de protección principal de estos equipos es la protección diferencial.

En el caso de estudio, se selecciona el equipo 7UT86 (Ilustración 4-1) entre los disponibles:

- 7UT85
- 7UT86
- 7UT87



Ilustración 4-1: Vistas delantera y trasera 7UT86 [2]

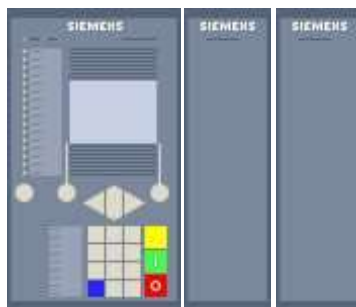
Los datos generales del equipo 7UT86 seleccionado son:

<b>Equipo</b>	7UT86
<b>Aplicación</b>	Protección diferencial de transformador
<b>Código largo del producto</b>	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA0-AC0111-12112A-EAA000-000AA0-CC1BA1-CB1CB1
<b>Código corto del producto</b>	P1F51378
<b>Clase de puntos de funciones</b>	Base + 20 puntos de función
<b>Versión del configurador</b>	V07.00
<b>Versión de la comunicación del configurador</b>	V07.00

Tabla 21: Datos generales del relé 7UT86



La descripción general del configurador del relé 7UT86 se muestra a continuación:

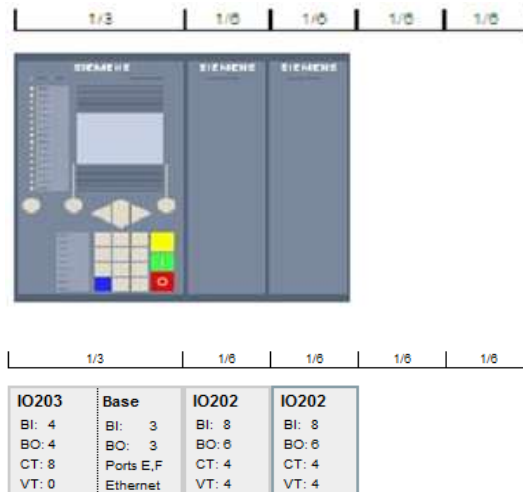


Ancho	4/6 x 19"
Tipo	Montaje empotrado
Entradas binarias	23
Salidas binarias	19 Relés (3 estándar, 16 rápida, 0 alta-velocidad, 0 Alimentación)
Transformadores de corriente	16 para protección, 0 para medida y detección de corriente de nuestro sensible
Transformadores de tensión	8
Módulos de 19" fila 1	IO203 , PS201 , IO202 , IO202
Módulos de 19" fila 2	
Número de LEDs	16
Panel de operación	Integrado
Llave de mando:	Sin
Tipo de display	Display pequeño
Diseño frontal	Estándar
Alimentación auxiliar	DC 60 V-250 V, AC 100 V-230 V
<b>Módulo de comunicaciones / plug-in</b>	
Encriptado de comunicaciones:	Normal
Puerto integrado Ethernet J:	DIGSI 5 y IEC 61850/limitado
Módulo plug-in de posición F:	USART-AE-2FO: 2 x óptico 1.5 km, 820 nm, conector ST, para protocolos serie, e.g. IEC60870-5-103, DNP3.0 etc. e interfaz de protección.
Posición del módulo plug-in F:	Puerto disponible pero no montado
<b>Funciones</b>	
Clase de puntos de función	Base + 20 puntos de función

El equipo 7UT86 es un equipo de la plataforma SIPROTEC 5, correspondiendo éste a los equipos de hardware modular, por lo que está formado por un módulo base y un conjunto de módulos de expansión.



La vista frontal del equipo 7UT86 objeto de la presente aplicación es:



El hardware del equipo 7UT86 de la presente guía de aplicación está formado por:

- **Módulo Base IO203 + PS201:**

- La parte del módulo base correspondiente a IO203 corresponde a la posición 1 del Rack de 19".
- La parte del módulo base correspondiente a PS201 corresponde a la posición 2 del Rack de 19".
- El tamaño del módulo Base corresponde a un ancho de  $2/6=1/3$  de Rack de 19".
- El equipo dispone de un módulo insertable de comunicaciones, USART-AE-2FO, el cual está insertado en el SLOT E del módulo base.
- Los conectores de entradas analógicas de intensidad corresponden al tipo de 4 entradas analógicas de intensidad de protección.
- El panel frontal del módulo base corresponde al panel con Display gráfico pequeño.

- **Módulo de expansión IO202:**

- El módulo de expansión corresponde a la posición 3 del Rack de 19".
- El tamaño del módulo de expansión corresponde a un ancho de  $1/6$  de Rack de 19".
- El conector de entradas analógicas de intensidad corresponde al tipo de 4 entradas analógicas de intensidad de protección.
- El panel frontal de este módulo de expansión corresponde al panel sin LEDs y sin llaves de L/R - Interlocking ON/OFF.

- **Módulo de expansión IO202:**

- El módulo de expansión corresponde a la posición 4 del Rack de 19".
- El tamaño del módulo de expansión corresponde a un ancho de 1/6 de Rack de 19".
- El conector de entradas analógicas de intensidad corresponde al tipo de 4 entradas analógicas de intensidad de protección.
- El panel frontal de este módulo de expansión corresponde al panel sin LEDs.

#### 4.2.1 *Funciones mínimas del relé 7UT86*

Las funciones mínimas que incorpora el relé de Siemens 7UT86 son las enumeradas a continuación:

- Protección diferencial de transformador (ANSI 87T)
- Protección diferencial de faltas a tierra (ANSI 87N)
- Protección diferencial de motor (ANSI 87M)
- Detección sensible de faltas a tierra
- Protección de distancia (ANSI 21)
- Bloqueo por oscilación de potencia
- Protección de sobreintensidad de fases: no direccional, direccional (fases y tierra) (ANSI 50/51, 50N/51N, 67N/67N)
- Protección de secuencia negativa con característica independiente (ANSI 46)
- Protección de sobreexcitación (ANSI 24)
- Protección de carga desequilibrada (ANSI 46)
- Desconexión rápida por alta intensidad
- Protección de sobretensión (ANSI 59)
- Protección de subtensión (ANSI 27)
- Localizador de faltas
- Protección de sobrefrecuencia (ANSI 81O)
- Protección de subfrecuencia (ANSI 81U)
- Protección de variación de frecuencia
- Cambio de secuencia de fases
- Disparo rápido por cierre sobre una falta
- Protección de sobrecarga térmica (ANSI 49)
- Supervisión de temperatura
- Cálculo de foco térmico (ANSI 49H)
- Protección fallo interruptor (ANSI 50BF)
- Detección de intensidad Inrush de cierre
- Protección de potencia general trifásica (ANSI 32)

## 4.3 Protecciones del transformador

### 4.3.1 Protección diferencial del Transformador – 87T

La protección diferencial de transformador está basada en la comparación de intensidades, apropiada para la detección de faltas internas. Es importante recordar evitar la desconexión intempestiva debida a corriente Inrush (apartado 3.4.3).

Como ya se expuso anteriormente, la corriente de magnetización se caracteriza por la presencia de 2º armónico, mientras que la sobreexcitación presenta un gran contenido de 5º armónico (apartado 3.4). La conexión debe realizarse tal como se representa en la Ilustración 4-2, tal que ambos lados del elemento protegido intercambien la información a través de las vías de comunicación y realicen la comparación de las intensidades, atendiendo a la primera ley de Kirchhoff:

$$\sum I = 0$$

Ecuación 29: 1ª Ley de Kirchhoff

El convenio de signos será positivo para las corrientes entrantes, y negativo para las salientes.

Mientras la falta sea interna (dentro de la zona protegida), el relé genera la orden de disparo a los interruptores de la zona. Si la falta es externa (fuera de la zona protegida), el relé debe mantenerse estable y no mandar la orden de disparo.

La protección diferencial se basa en una comparación de intensidades (ley de nodos según Kirchhoff, pero considerando la relación de transformación de intensidad del transformador). Aquí se aprovecha que un objeto a proteger conduce, en estado de funcionamiento sin interferencias, la misma intensidad  $I$  por ambos extremos (Ilustración 4-2. Esta intensidad circula de forma que entra por un lado en la zona observada y la abandona nuevamente por el otro lado. Si hay una diferencia de intensidad, es indicación segura de que existe una falta dentro del objeto a proteger. El cálculo de la diferencia se determina aplicando la definición direccional de las intensidades. La dirección de la intensidad hacia el objeto a proteger se define como positiva. La intensidad diferencial resulta de la suma vectorial de las intensidades.

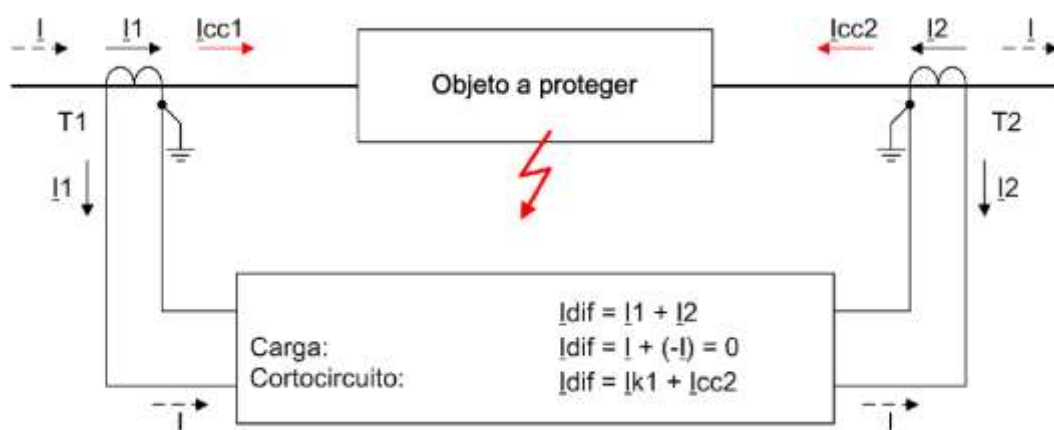


Ilustración 4-2: Funcionamiento de la protección diferencial de transformador [2]

Algunos de los inconvenientes que dificultan el planteamiento de la protección diferencial de transformador son:

- Diferente relación de transformación de los TI
- Desfase de  $G \times 30^\circ$  debido al grupo de conexión del transformador ( $0 < G < 11$ ). Se introduce un desfase entre las corrientes primaria y secundaria.
- Tratamiento de la intensidad homopolar.
- Intensidad de magnetización.
- Cambiador de tomas en carga.
- Error de los TIs.
- En la sensibilidad del relé diferencial debe tenerse en cuenta el efecto producido por la regulación, si esta existe.

Las diferencias entre las magnitudes y ángulos de las corrientes serán compensadas internamente por el relé de protección.

Es importante conocer que la zona de protección de la diferencial de transformador, no solo se enfoca en el equipo, sino en la zona comprendida entre los transformadores de intensidad localizados a cada uno de los lados del transformador, por tanto quedan protegidos todos los equipos que forman parte del bloque de transformación.

La característica de disparo de la función de protección diferencial del transformador es:

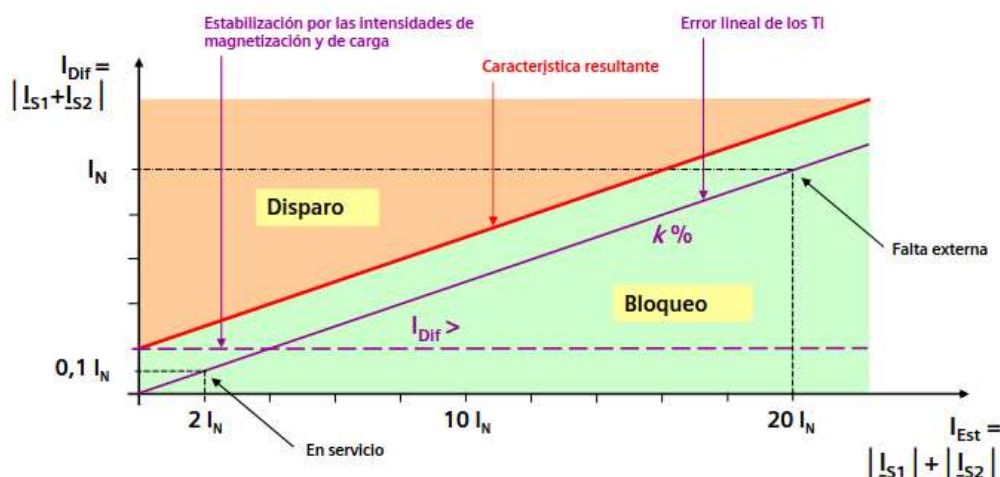


Ilustración 4-3: característica de disparo 87T [2]

Los requerimientos específicos de la función diferencial de transformador para la aplicación se enumeran a continuación:

- Debe disponer de tres funciones monofásicas diferenciales independientes de alta velocidad con el fin de asegurar la operación rápida ante faltas internas severas o con T/i saturado, que realizarán de forma independiente la medida para cada fase.
- Debe disponer de tres funciones monofásicas diferenciales independientes con característica porcentual, con una o más pendientes, continuamente ajustables la primera de ellas entre el 15% y el 50% de la intensidad de frenado.
- Debe ser estable durante la energización del transformador (Inrush).
- Debe ser estable ante condiciones de sobreexcitación.
- Compensación del grupo de conexión del transformador de potencia, transformadores de medida, y relación deben realizarse internamente por el relé.
- Los relés han de disponer de la posibilidad de modelos de cuatro arrollamientos.
- La sensibilidad máxima será del 5%.

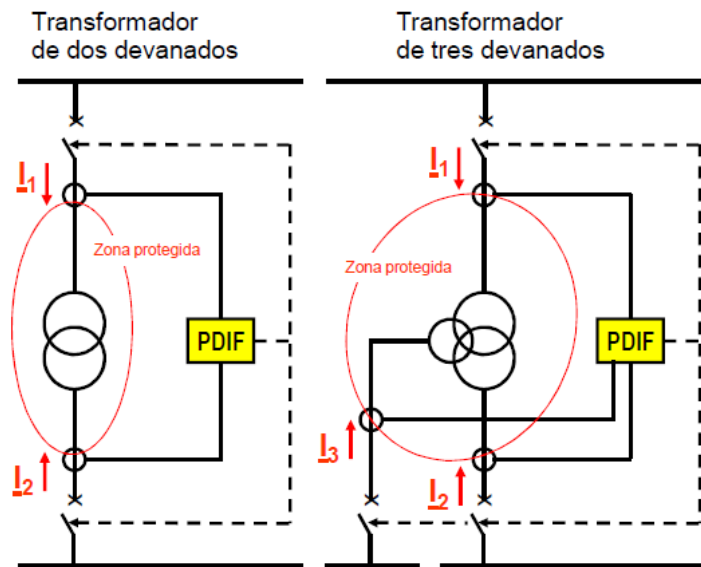


Ilustración 4-4: Localización de la protección diferencial de transformador [2]

#### 4.3.2 Protección diferencial de neutro sensible del Transformador – 87N/87REF

En ocasiones, el relé de protección no da la orden de disparo ante situación en falta cuando la corriente de falta a tierra está limitada y/o el relé no tiene la sensibilidad adecuada.

El relé empleado ha de ser voltimétrico para obtener una buena sensibilidad. El funcionamiento reside en la comparación de la corriente de neutro a cada uno de los lados de la zona limitada por los transformadores de intensidad (Ilustración 4-5). Éste tiene un límite de sensibilidad que no permite la detección de faltas a tierra muy próximas al extremo interior del arrollamiento.

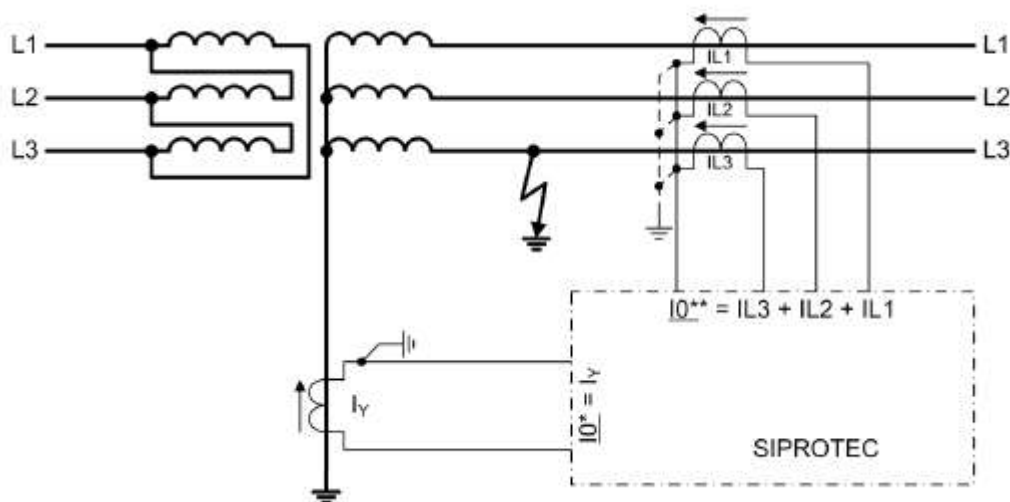


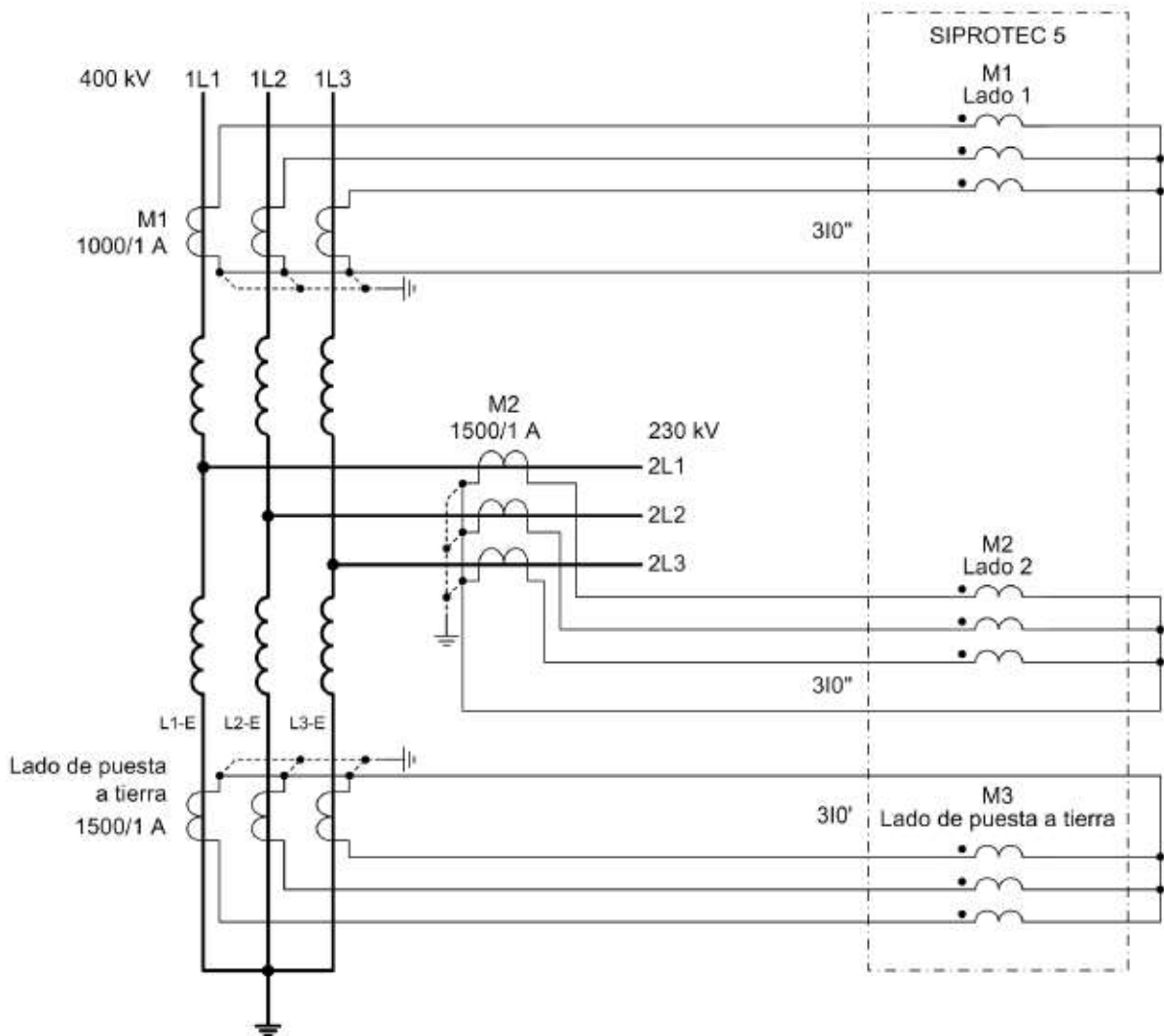
Ilustración 4-5: Principio básico de la protección diferencial de neutro sensible del transformador 87N/87REF [2]

La función de protección procesa la intensidad del punto neutro  $I_0^*$  ( $=3I_0$ ) y la intensidad homopolar calculada  $I_0^{**}$  ( $=3I_0$ ) a partir de las intensidades de fase (Ilustración 4-5). La zona de protección abarca exclusivamente el devanado del transformador incluyendo los transformadores de intensidad.

Las intensidades adaptadas en el valor de medida se describen con el símbolo \*. Éstas son normalizadas a la intensidad nominal del objeto del lado respectivo

En caso de una falta a tierra interna las intensidades homopolares fluyen hacia el lugar de la falta. En caso de una falta a tierra externa, la intensidad de falta se invierte en los transformadores de intensidad de fase. De esta manera, la dirección de intensidad es el criterio de decisión para una falta interna.

Es necesario contemplar que en el autotransformador en estudio, se puede utilizar en vez de un punto neutro monofásico, un lado de puesta a tierra trifásico.



**Ilustración 4-6: Conexión de un lado de puesta a tierra trifásico en un autotransformador [2]**

Para este caso, la intensidad de punto neutro se calcula como la suma de las intensidades de fase del lado de puesta a tierra trifásico:

$$I_0^* = k_m \cdot 3I_0'$$

$$3I_0' = I_{tierra,L1} + I_{tierra,L2} + I_{tierra,L3}$$

**Ecuación 30: Intensidad de punto neutro**

$$k_m = \frac{I_{nom,transf}}{I_{nom,lado}}$$

**Ecuación 31: Factor intensidad punto neutro**

La función de protección diferencial de faltas a tierra contempla las siguientes características:

- Detecta faltas a tierra en transformadores, reactancias transversales, reactancias trifásicas de puesta a tierra o máquinas rotatorias en las cuales el punto neutro está puesto a tierra.
- Tiene una sensibilidad alta para faltas a tierra cercanas al punto neutro.
- Es una protección principal suplementaria a la protección diferencial longitudinal.
- Protege transformadores con reactancia trifásica de puesta a tierra en la zona de protección. Aquí es necesario utilizar un transformador de intensidad en la conexión del punto neutro, es decir, entre el punto neutro y tierra. El transformador de punto neutro y los transformadores de intensidad de fase delimitan la zona de protección.
- Se adapta automáticamente al lado con la intensidad más elevada en los autotransformadores y evita de esta manera un disparo intempestivo en caso de faltas a tierra externas.

La característica de disparo (

Ilustración 4-7) está compuesta de dos partes. En el lado derecho de la característica se representa el caso de una falta a tierra interna. Bajo condiciones ideales, el ángulo entre ambas intensidades homopolares ( $(I_0^*, I_0^{**})$ ) es igual a 0. En caso de una saturación del transformador de intensidad pueden producirse errores angulares. El lado derecho de la característica es válido para ángulos  $\leq 90^\circ$ . La intensidad de disparo corresponde a la intensidad que circula por el punto neutro ( $I_0^*$ ). Ésta es comparada con el valor umbral ajustado o elevado.

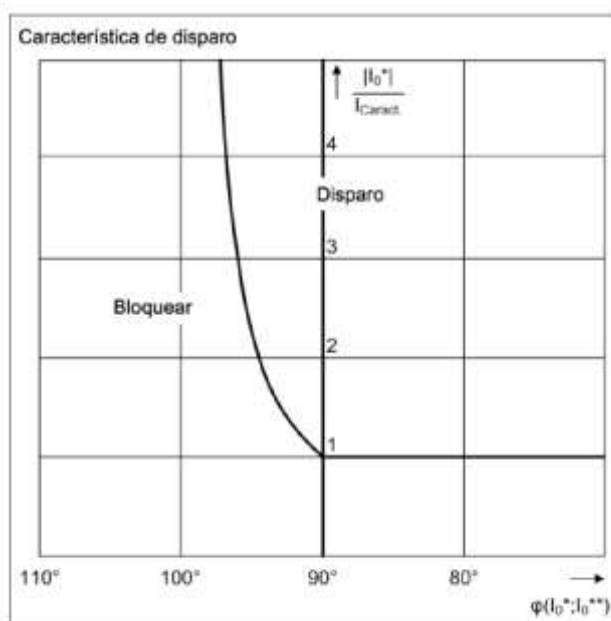


Ilustración 4-7: Característica de disparo 87N/87REF [2]

En caso de una falta a tierra externa, la intensidad homopolar calculada a partir de las intensidades de fase gira en  $180^\circ$ . De esta manera, el ángulo de fase entre las intensidades homopolares ( $\angle(I_0^*, I_0^{**})$ ) es igual a  $180^\circ$ . Éstas se encuentran al lado izquierdo de la característica de disparo y muestran un valor de arranque.

#### 4.3.3 Protecciones de sobrecorriente – 50/51/51N

Con las protecciones hasta ahora mencionadas (apartados 4.3.1y 4.3.2) el transformador de potencia queda protegido ante faltas internas. Pero puede darse la situación de faltas externas, que no estarían dentro del alcance de la protección principal. Por tanto han de añadirse protecciones de respaldo que actúen como complemento de las protecciones principales de barras, líneas y cables que alimentan al transformador.

En un sistema eléctrico ocurren perturbaciones y cortocircuitos, que elevan el valor de la corriente por encima de los valores normales de operación. Estos valores se utilizan para discriminar la situación en falta de la que no lo es, ya sea como protección principal o de respaldo.

Las funciones de sobrecorriente son las más sencillas y comunes entre las existentes. Su función consiste en comparar el valor de la corriente de entrada utilizada como dato y la de la referencia ajustada en la protección.

La función de protección de sobrecorriente 51/51N se emplea para la detección de faltas externas y operación como respaldo ante la no actuación de las protecciones principales del transformador de potencia.

El funcionamiento del relé de sobrecorriente depende de dos variables:

- El nivel de corriente mínima de operación
- La característica de tiempo de operación.

El valor de referencia ajustado es función de las condiciones del punto de conexión del relé. Éste actuará cuando la corriente de entrada supere el valor de referencia. Es importante que se cumpla que la corriente máxima de carga que circule por el elemento a proteger (considerando la máxima sobrecarga admisible) sea inferior a la mínima corriente de falta que detectará el relé, al objeto de evitar disparos indebidos con corrientes de cargas. Por tanto, el valor de ajuste de las unidades de tiempo definido son muy superiores a las de las unidades de tiempo dependiente.

Se clasifican atendiendo al tiempo de operación en:

- **Protección de sobrecorriente instantánea (50):** una vez superado el valor de referencia, operan de manera inmediata, sin tiempos de retardo en su operación. Su ajuste ha de realizarse teniendo en cuenta que no puede actuar ante faltas externas, y su valor debe ser ajustado por encima de la corriente de Inrush.
- **Protección de sobrecorriente de tiempo definido (51/51N):** El transformador en estudio consta de un devanado terciario. Para protegerlo efectivamente, se utiliza esta función que debe actuar en el caso de que las protecciones de respaldo de los devanados primario y secundario no lo hagan, ya que aparecen corrientes elevadas en el terciario.

##### La función 51:

- Detecta faltas polifásicas y/o monofásicas en el sistema y en la acometida del transformador, pudiendo ejercer adicionalmente respaldo para faltas en otros niveles de tensión.
- Puede faltas en el terciario (bifásicas y trifásicas) pero los tiempos de actuación serán presumiblemente muy elevados. Las faltas en el terciario se detectarán con la protección diferencial.

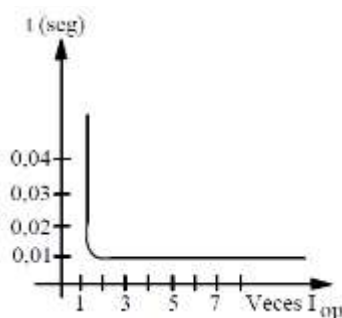
##### La función 51N:



- No detecta faltas en el terciario
- Detecta faltas a tierra en el sistema y en la acometida del transformador.

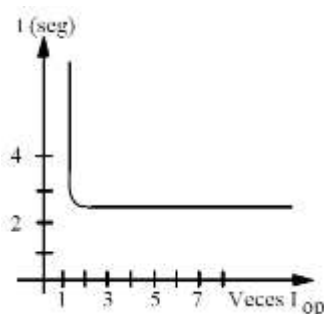
La sobrecorriente de tiempo definido puede tener dos tiempos característicos ajustables:

- *Tiempo fijo*: introducen un tiempo fijo ajustable de retardo en la operación, siendo este independiente del valor de la corriente de entrada.
- *Tiempo inverso*: mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es el tiempo de operación.



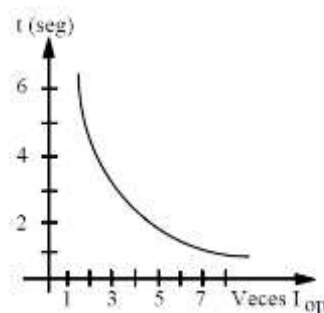
**Ilustración 4-8: Protección de sobrecorriente instantánea**

La protección de sobreintensidad instantánea opera siempre en el mismo tiempo sin ningún tiempo de retardo (50), para todo valor de intensidad superior al ajustado en el relé.



**Ilustración 4-9: Protección de sobrecorriente de tiempo definido**

La protección de sobreintensidad de tiempo definido opera siempre en el mismo tiempo con una temporización ajustada (51/51N), para todo valor de intensidad superior al ajustado en el relé.



**Ilustración 4-10: Protección de sobrecorriente de tiempo inverso**

La protección de sobreintensidad de tiempo inverso opera en un tiempo que es función del valor de la corriente (51/51N). Para corrientes elevadas actuará en tiempos inferiores que para corrientes bajas ("tiempo inverso"). Lo común es utilizar curvas de tipo "mixto", con uno o varios umbrales de tiempo definido para corrientes elevadas y una curva de tiempo dependiente para corrientes más bajas para ejercer

de respaldo ante faltas lejanas (teniendo especial cuidado con las unidades de tiempo definido para evitar disparo en tiempos indeseados).

Es muy importante cumplir con la correcta operación del sistema de protección (apartado 3.8), incluyendo la selectividad. Este criterio en ocasiones no se cumple con una temporización instantánea (función 50), por lo que hay que optar por una pequeña temporización (función 51) que asegure la correcta coordinación con las protecciones del extremo contrario del elemento protegido.

Los requerimientos específicos de la función de sobreintensidad de transformador para la aplicación se enumeran a continuación:

- Cada relé debe disponer preferentemente de tres unidades de fase y una de neutro, no direccionales.
- Las unidades de medida deben disponer de elementos instantáneos y temporizados con selección de características de tiempo inverso según ANSI e IEC, ajuste de tiempos para la selección de la curva de actuación y regulación continua intermedia entre las mismas. Deben ser ajustables en un rango de 1-50 A c.a.
- Una unidad monofásica de sobreintensidad, no direccional, de característica instantánea con frenado por armónicos. El margen de ajuste estará comprendido como mínimo en un rango de 0.5-2 A c.a. incorporará una unidad a tiempo definido adicional sin frenado por armónicos, ajustable como mínimo en un rango de 1-15 A. La actuación de esta función llevará asociado un temporizador ajustable como mínimo en un rango de 0,1-10 s

#### 4.3.4 *Protección de distancia del transformador – 21*

La protección de distancia se utiliza como protección de respaldo para transformadores que interconectan dos redes y en redes que presentan una diferencia muy grande entre la máxima y mínima potencia de cortocircuito (MVA).

La protección de distancia actúa en función del valor de la impedancia por fase del elemento protegido. La información, los valores de tensión y corriente obtenidos por los elementos de medida, se entrega al relé de protección que mide en todo instante la impedancia por fase en el sentido de operación y actúa cuando estas magnitudes están por debajo de un valor ajustado.

Las funciones principales de la protección de distancia son:

- Protección de cortocircuito selectiva para líneas y cables con alimentación unilateral y multilateral, en redes radiales, anulares o malladas
- Función reserva para barras, transformadores y demás líneas
- Operación única en redes con neutro puesto a tierra
- Disparos tripolares

La función de distancia necesitará la siguiente información para su respectivo funcionamiento:

- Selección de bucles
- Medida de la impedancia
- Determinación de la dirección

## **SELECCIÓN DE BUCLES**

Para la selección de la medida de la impedancia correcta, ha de realizarse el método de los bucles (Tabla 22) para cada uno de los cortocircuitos que puedan aparecer en el sistema, siempre siguiendo las siguientes reglas:

- Cortocircuitos monofásicos: se utiliza el bucle asociado a fase-tierra
- Cortocircuitos bifásicos: se utiliza el bucle entre fases asociados a la fase-fase en falta
- Cortocircuitos trifásicos: la selección del bucle depende de la relación de las amplitudes de las corrientes de las fases.

TIPO DE CORTOCIRCUITO		BUCLES DE MEDIDA	
<b>1 FASE</b>	A	Fase-tierra	A-gnd
	B		B-gnd
	C		C-gnd
<b>2 FASES</b>	A,B	Fase-Fase	A-B
	B,C		B-C
	C,A		C-A
<b>3 FASES con amplitudes de fases desiguales</b>	A, 2·B, C A, 2·B, C A, 2·B, C	Si la corriente en una de las fases es del doble de valor, se mide el bucle fase-tierra	B-gnd C-gnd A-gnd
	(A,B) $\approx$ 2·C (B,C) $\approx$ 2·A (C,A) $\approx$ 2·B	Si la corriente en dos de las fases es del doble del valor, se mide el bucle fase-fase	A-B B-C C-A
<b>3 FASES con amplitud de fases iguales</b>	A,B,C	Cuando todas las tensiones son iguales, se mide los bucles fase-fase Los 3 bucles realizados son correctos	A-B B-C C-A

Tabla 22: Selección de bucles [2]

## **CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA**

Las impedancias se calculan a partir de los fasores fundamentales, obtenidos de los valores muestreados de las corrientes de fase y las tensiones fase-tierra en un periodo FIR (Finite Impulse Response).

Mediante el muestreo de los valores en una frecuencia determinada, la impedancia es medida en otro rango de frecuencia. Hay un valor de impedancia para cada uno de los 6 bucles posibles:

- A-gnd
- B-gnd
- C-gnd
- A-B
- B-C

- C-A

Si se produjese otro fallo durante el análisis de estos bucles, las impedancias se calculan utilizando las medidas de corriente cíclicas. Utilizando siempre los valores de medida bajo la condición de fallo de corriente.

La impedancia de los bucles de fase-fase se calcula de la manera siguiente:

$$\underline{Z}_{ph-ph} = \frac{U_{phx-phy}}{I_{phx} - I_{phy}}$$

**Ecuación 32: impedancia del bucle fase-fase [2]**

La impedancia de los bucles de fase-tierra se calcula de la manera siguiente:

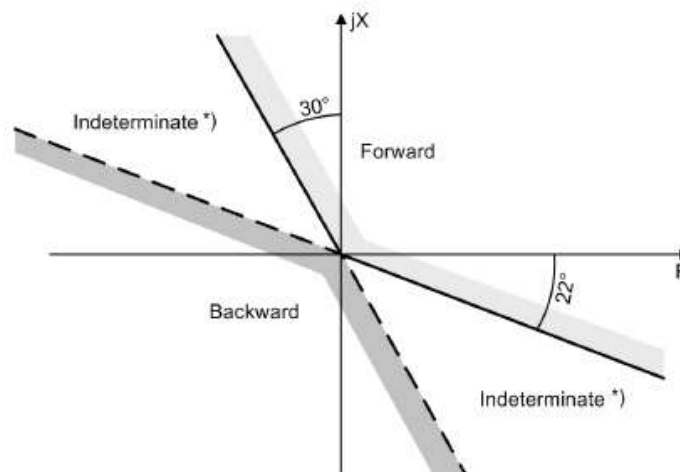
$$\underline{Z}_{ph-gnd} = \frac{U_{phx}}{I_{phx}}$$

**Ecuación 33: impedancia del bucle fase-tierra [2]**

### **DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN**

La dirección de la impedancia se determina usando la tensión pre-falta almacenada, o mediante variables de la red de secuencia negativa.

Si la tensión y corriente en la red de secuencia negativa superan el 10% del valor ajustado en relé de protección, se usan éstos valores exclusivamente. Para la decisión de la dirección, se evalúa el ángulo correspondiente entre la corriente de secuencia negativa y la tensión de secuencia negativa (Ilustración 4-11)



**Ilustración 4-11: Curva característica de la dirección en el diagrama R-X [2]**

Para cortocircuitos simétricos (trifásico), no existe la red de secuencia negativa, por lo que se hace uso del valor de tensión almacenado.

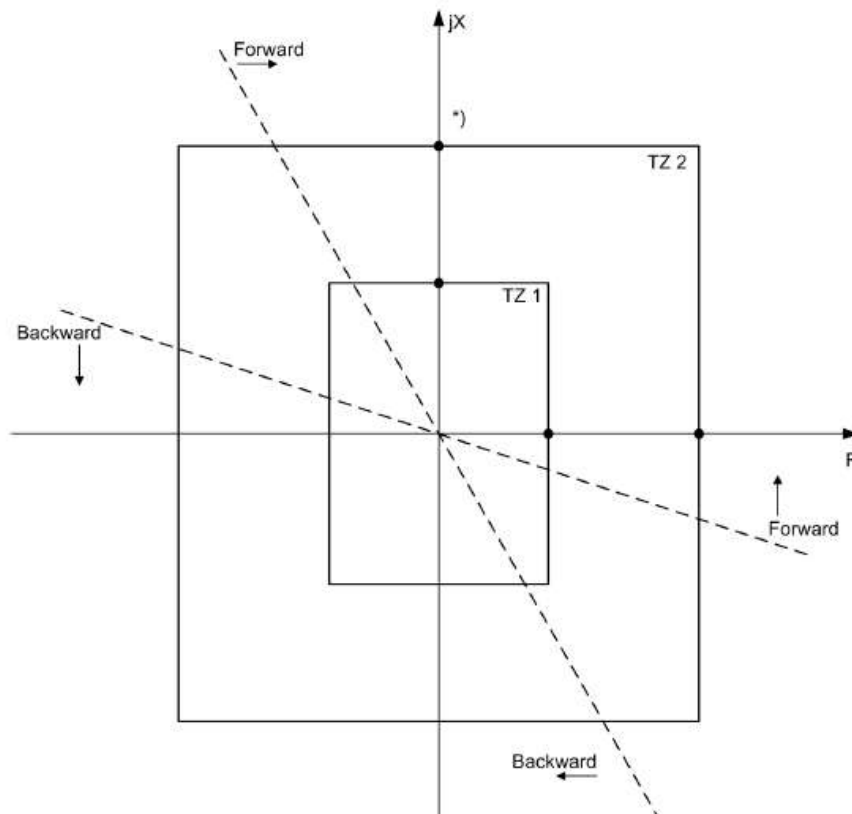
Las zonas se pueden estabilizar contra los disparos debido a Inrush gracias a la protección de detección de Inrush.

### **POLÍGONO DE IMEPDANCIAS**

La curva de operación cuadrilátera (polígono de impedancia) es un cuadrado en el plano R-X. Los alcances son definidos por los siguientes parámetros:

- Alcance X (ph-gnd y ph-ph)
- Alcance R (ph-gnd y ph-ph)
- Dirección

Para estabilizar los límites del polígono se utiliza una histéresis del 5%. Si la impedancia de falta se encuentra dentro del polígono, los límites indicados anteriormente se incrementan en un 5% en todas las direcciones.



**Ilustración 4-12: curva de operación Prot. Distancia con Característica Poligonal [2]**

La localización de la protección de distancia en una red de transporte tal como la del caso en estudio, se representa en la siguiente figura:

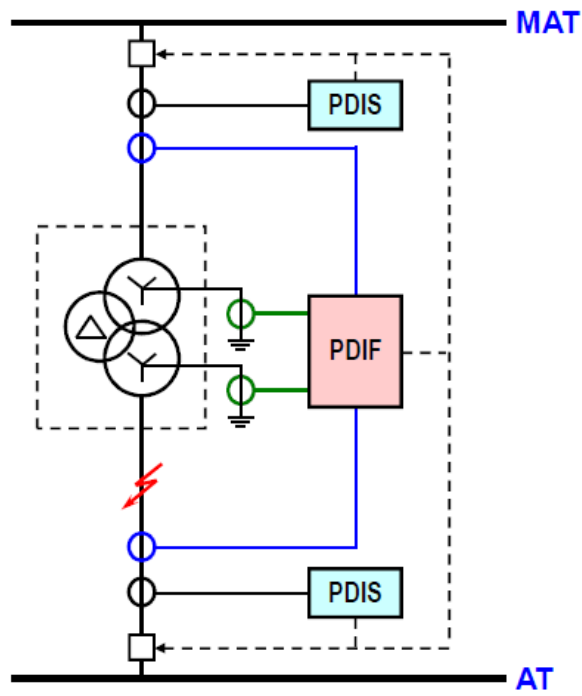


Ilustración 4-13: Esquema protectivo transformador de potencia en línea AT/MAT [2]

Siendo el método de operación tal como el mostrado a continuación:

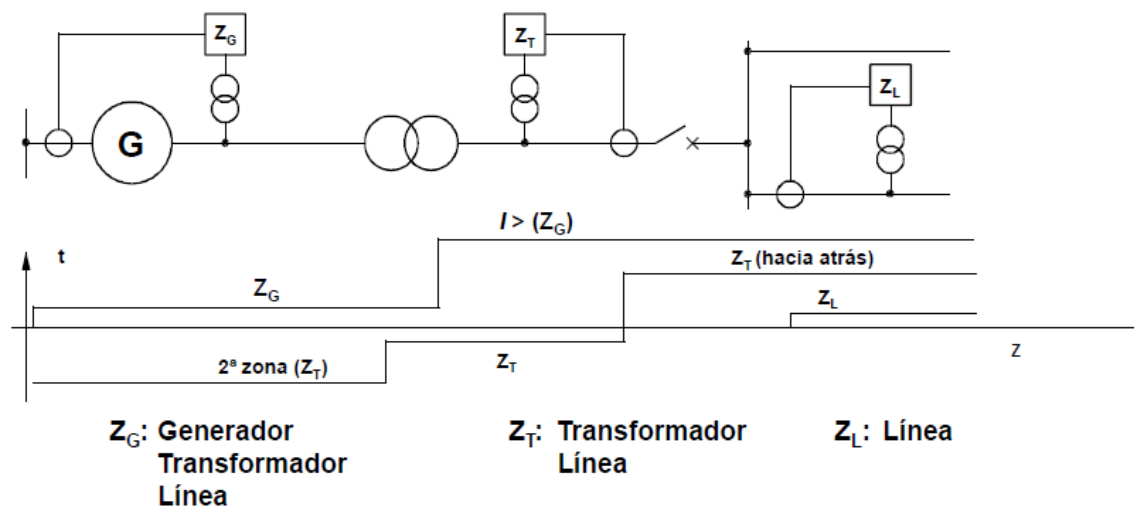


Ilustración 4-14: Zonas de operación Prot. Distancia (generación) [2]

El alcance y la coordinación de la protección de distancia en una red de transporte se llevan a cabo tal como se muestra en la siguiente figura:

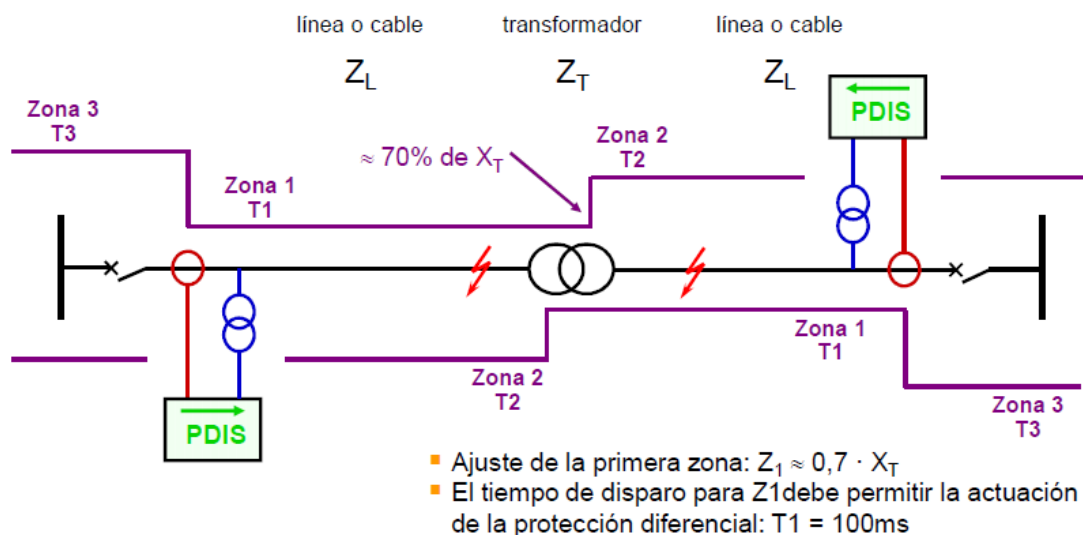


Ilustración 4-15: Zonas de operación Prot. Distancia (transporte) [2]

#### 4.3.4.1 Protección de distancia para faltas entre fases (21)

La protección de distancia para faltas entre fases se aplica en las siguientes situaciones:

- Función adicional a la diferencial del transformador
- Protección de respaldo para el transformador y el generador de bloques
- Protección secundaria para faltas más allá del transformador

La protección de distancia necesita los valores de corriente y de tensión para su funcionamiento, pudiendo trabajar simultáneamente en 4 zonas como máximo, siendo estas estructuradas de forma idéntica. Los ajustes realizados para una zona serán válidos para las restantes.

El modo de operación de la protección de distancia se expone a continuación:

Si la corriente de fase excede el valor umbral mínimo ajustado, todos los bucles se calculan. Si el bucle lanzado se encuentra en una zona de protección de distancia ajustada, se genera una indicación de recogida con toda la información de dicho bucle. Al mismo tiempo, se genera otra indicación con los valores de la magnitud y dirección correspondientes.

La dirección se determina según lo detallado anteriormente en el apartado 4.3.4. la lógica de salida procesa las señales de activación y disparo de las zonas correspondientes y las formas de aviso de arranque y disparo de la función de distancia.

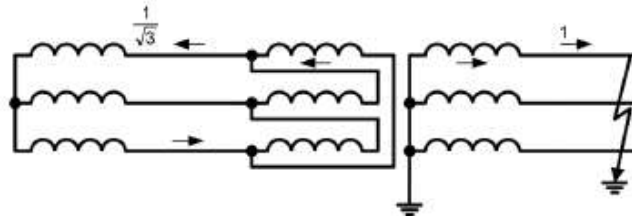
Es importante tener en cuenta las situaciones que se originan en el transformador:

- El valor de la impedancia medida es transferido usando la relación de transformación
- Para los transformadores estrella-triángulo, ocurre una rotación de la fase opuesta en los sistemas de secuencia positiva y negativa, dependiendo del grupo de vectores. Esto provoca que la localización de la falta vista desde el otro lado del transformador sea errónea. Por ejemplo, si se produce una falta bifásica en el lado de estrella, el lado en triángulo ve una falta trifásica con una distribución de corrientes distinta.

- En el caso de los autotransformadores y transformadores conectados a tierra en ambos lados (estrella-neutro, estrella-neutro), es posible realizar la medición de la impedancia a través del transformador. Por ello, la función de distancia puede utilizarse sin ningún problema.

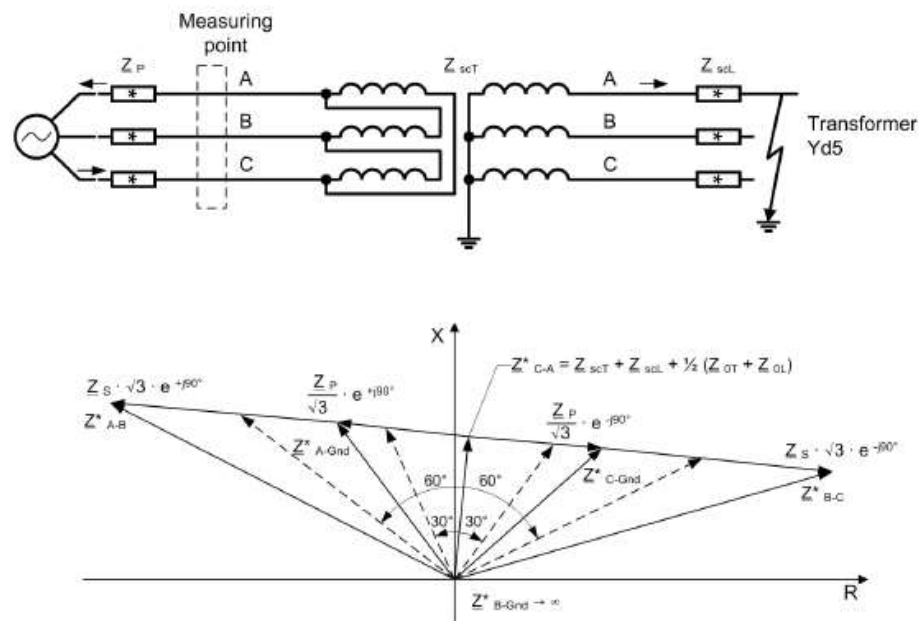
#### 4.3.4.1.1 Cortocircuito monofásico

La distribución de corrientes para una falta monofásica corresponde a la siguiente figura:



**Ilustración 4-16: Distribución de corrientes en CC monofásico [2]**

En el caso de una falta monofásica, el valor de la impedancia es más pequeño que el calculado en las tensiones fase-fase. Debido a que el sistema de secuencia homopolar no es transferido a través del transformador con conexión estrella-triángulo, la impedancia calculada es más grande que la real, lo que conlleva a pensar que la falta real está más lejos que donde realmente se encuentra.

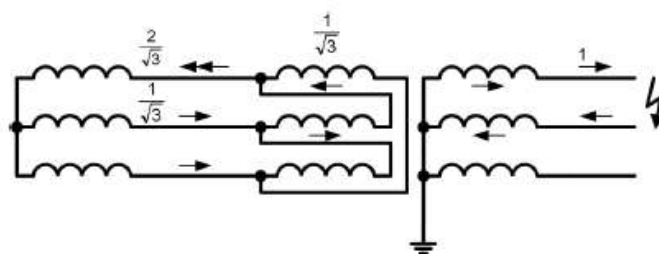


**Ilustración 4-17: Medida de la impedancia en CC monofásico [2]**

#### 4.3.4.1.2 Cortocircuito bifásico

La distribución de corrientes para una falta bifásica corresponde a la siguiente figura:



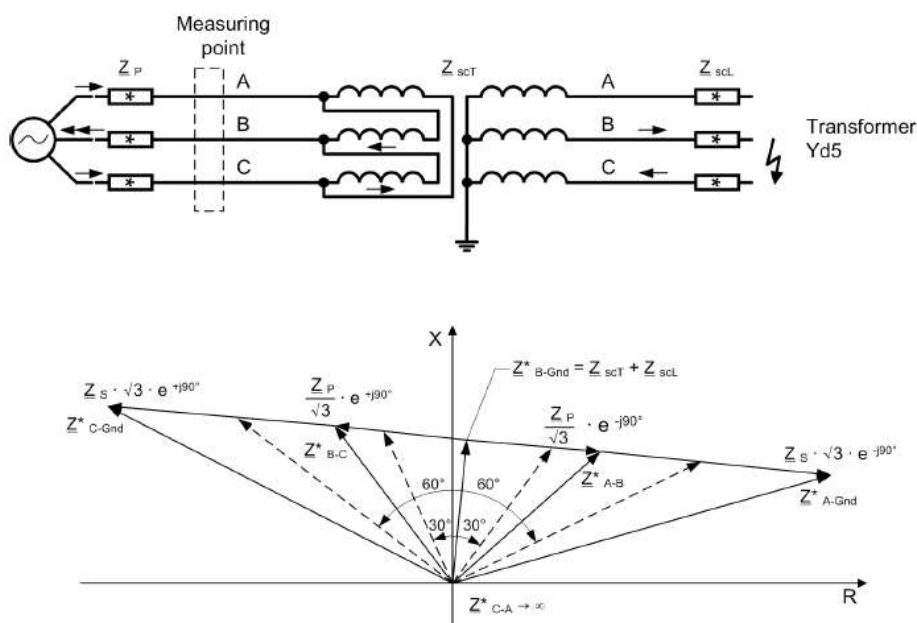


**Ilustración 4-18: Distribución de corrientes en CC bifásico [2]**

Para un cortocircito bifásico, la impedancia fase-tierra corresponde al doble de la fase actual de la impedancia real a través del transformador.

El resto de impedancias se consideran notablemente más elevadas.

Restando los resultados de las corrientes medidas en una impedancia infinita en el bucle C-A se obtiene el valor deseado para la función de distancia.



**Ilustración 4-19: medida de la impedancia en CC bifásico [2]**

#### 4.3.4.1.3 Cortocircuito trifásico

En el caso de un cortocircuito trifásico la impedancia medida por cualquiera de los bucles es correcta.

#### 4.3.4.2 Protección de distancia para faltas a tierra (21N)

El modo de trabajo de la función de distancia por la protección 7UT86 de Siemens es el siguiente:

La detección de faltas a tierra comprueba si existe una falta con contacto a tierra. El procedimiento de arranque autoriza los bucles de medida. Para los bucles de medida autorizados se calcula la impedancia. La impedancia calculada se asigna a la característica de disparo (característica poligonal, MHO o circular10)

de las zonas. Después, en el procedimiento de arranque de impedancia se evalúa el recorte de impedancia de carga y se eliminan las impedancias aparentes. A continuación se determina, para todos los bucles con arranque, la dirección. La selección de bucle determina cuál de los bucles son realmente seleccionados y cuál de los bucles se encuentran dentro de la característica de disparo de las zonas (arranque de bucle). Los otros bucles se retiran durante la eliminación de bucles. Para los bucles con arranque se inicia la temporización en la lógica de zonas. La lógica de zonas establece las señales de arranque y disparo de los bucles y de las fases para la zona. La lógica de salida procesa las señales de arranque y disparo de las zonas y establece las señales de arranque y disparo de la protección de distancia [2].

La detección de faltas a tierra con la función de distancia se determina a través de alguno de los siguientes procedimientos:

- Supervisión de la intensidad homopolar  $3I_0$
- Supervisión de la relación entre intensidad homopolar e intensidad de secuencia negativa ( $3I_0/3I_2$ )
- Supervisión de la tensión homopolar  $U_0$ .

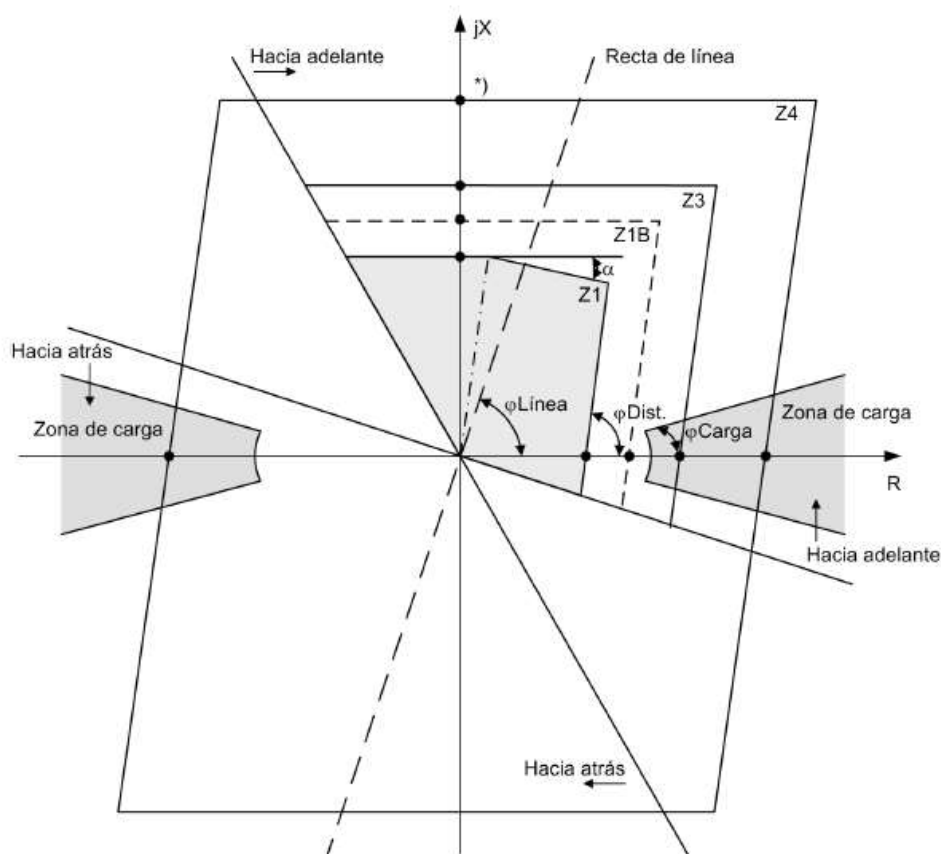
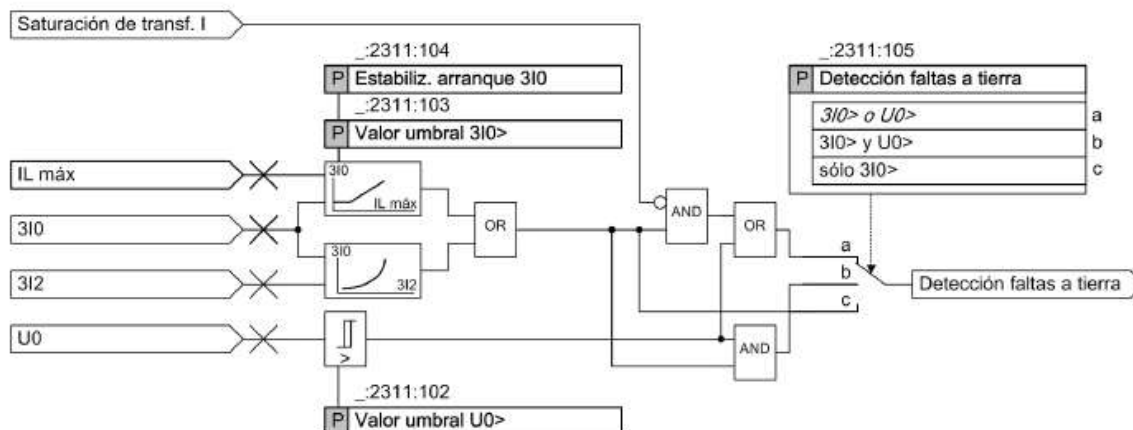


Ilustración 4-20: característica de disparo con polígono operativo [2]



**Ilustración 4-21: Detección de faltas a tierra para redes puestas a tierra. [2]**

El alcance de la protección es independiente de la intensidad de cortocircuito y es el mismo para faltas bifásicas y trifásicas. La zona 1 (Z1) se ajusta al 70% de la reactancia del transformador.

Los criterios de intensidad y tensión para la función de distancia serán detallados en el apartado 5.1.4.

Los requerimientos específicos de la función de distancia del transformador para la aplicación se enumeran a continuación:

- Debe proporcionar protección completa para faltas trifásicas, bifásicas con o sin tierra y monofásicas a tierra de apoyo a los otros elementos de la red, con ayuda de la información obtenida de los TIs y TTs.
- Debe disponer de al menos, tres zonas independientes y al menos una de ellas reversible. La protección realizará de forma independiente, la medida para cada fase, tipo de falta y zona.
- La actuación de la función tendrá asociada una temporización ajustable independiente para cada zona. El disparo será trifásico definitivo.
- Bloqueo ante pérdida de la tensión proveniente de los TTs para evitar disparos intempestivos.
- Debe disponer de característica poligonal (con resistencia ajustable independientemente para cada zona) para faltas monofásicas a tierra, y como mínimo, características MHO para faltas entre fases.
- Debe disponer de la función de oscilación de potencia.
- Los rangos de ajustes mínimos son:
  - - Alcances ( $I_n = 5 \text{ A}$ )
    - 0,02 – 50 secundarios (igual para todas las zonas).
  - Ángulo de máximo alcance de secuencia positiva  $45 - 90^\circ$
  - - Ángulo de máximo alcance de secuencia homopolar  $45 - 90^\circ$
  - Temporizados de zona:
    - Zona 1: 0,00 – 3,00 segundos.
    - Zona 2: 0,10 – 5,00 segundos.
    - Zona 3: 0,10 – 10,00 segundos.

#### 4.3.5 Protección de imagen térmica – 49T

En el apartado 3.4.1 se adelantaba la importancia de considerar la capacidad del transformador para soportar sobrecargas durante periodos cortos de tiempo. Para ello se utilizan las protecciones térmicas y un control de la temperatura del aceite. La temperatura del aceite será medida directamente desde un termostato termómetro de contacto directamente incorporado en el transformador de potencia.

Su funcionamiento consiste en el control de la corriente que circula por el transformador, que incide sobre un bloque bimetálico ofreciendo constantes de tiempo hasta su actuación.

Esta protección de sobrecarga térmica contempla las siguientes características:

- Protege los componentes de planta (motores, generadores, transformadores, líneas aéreas y cables) contra sobrecargas térmicas
- Supervisa el estado térmico de motores, generadores, transformadores, líneas aéreas y cables

La función de protección de imagen térmica calcula la sobret temperatura a partir de las intensidades de fase según un modelo térmico equivalente a un cuerpo homogéneo atendiendo a la ecuación diferencial térmica del relé de Siemens seleccionada. Los criterios de ajuste de esta función serán detallados en el apartado 5.1.

#### **4.3.5.1 Función Cálculo de foco térmico – 49H**

La función Cálculo de foco térmico protege el transformador contra destrucción térmica en caso de intensidades operacionales elevadas y supervisa el estado térmico de las espiras.

La aplicación principal de esta función es la supervisión de la temperatura de espiras en el transformador.

Aquí es de gran importancia supervisar permanentemente la temperatura en puntos especiales, denominados focos térmicos (Hot-Spots). Una temperatura de espiras demasiado elevada puede tener graves efectos en el transformador.

Los daños más habituales son:

- Reducción de la duración de la vida útil
- Formación de burbujas de gas que pueden producir una descarga disruptiva en el aislamiento
- Destrucción del aislamiento de los devanados

El cálculo del foco térmico considera las normas IEC 60076-7 e IEEE C57.91 2011 y calcula para la función de protección 3 magnitudes relevantes:

- Temperatura del foco térmico
- Envejecimiento relativo
- Reserva de carga hasta la advertencia y aviso de alarma

Para el cálculo de la temperatura del foco térmico se requieren los siguientes conocimientos sobre el objeto a proteger:

- Método de enfriamiento

- Factor de potencia
- Temperatura del medio de refrigeración (valor superior de la temperatura de aceite en el objeto a proteger)
- Dimensión del transformador
- Constante de tiempo de aceite y de espiras
- Factores según IEC 60076-7 ó IEEE C57.91 2011

El valor superior de la temperatura de aceite se detecta mediante puntos de medida de temperatura. Aquí se pueden transmitir, como máximo, 12 puntos de medida de temperatura mediante un acoplamiento de temperatura al equipo de protección. Uno de estos puntos de medida puede ser seleccionado para el cálculo de la temperatura del foco térmico en aceite.

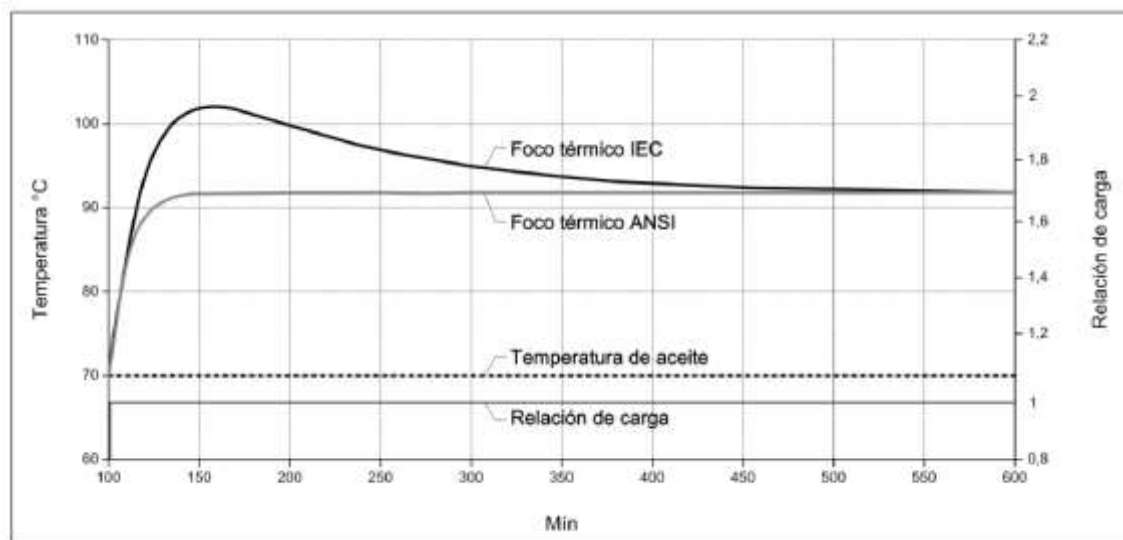


Ilustración 4-22: Ejemplo de foco térmico [2]

#### 4.3.6 Protección contra la sobreexcitación – 24T

La Protección de sobreexcitación sirve para detectar una inducción alta no admisible en transformadores y para protegerlos contra una sobrecarga térmica muy alta.

Esta inducción se detecta directamente por evaluación de la relación U/f (también denominado Protección Volt/Hertz). Una sobretensión produce intensidades de magnetización elevadas y una subfrecuencia produce altas pérdidas de remagnetización. Dado que:

$$B = \frac{U}{f}$$

- La tensión máxima, la frecuencia mínima, o una combinación de las dos, tienen como resultado una densidad de flujo excesivo
- Una baja frecuencia en una red aislada de la red principal puede provocar sobreexcitación si la tensión se mantiene en valores normales

Al efectuarse un desacoplamiento de red y si en la red separada la regulación de tensión y frecuencia no reacciona suficientemente rápido o si el desequilibrio de potencias es muy grande, existe el peligro de una sobreexcitación.

La función de protección se relaciona exclusivamente a las magnitudes primarias del objeto a proteger. Una divergencia entre la tensión nominal primaria del transformador de tensión y el objeto a proteger se corrige automáticamente. Se compara los valores calculados de la relación  $U/f$  medida con el valor umbral y la característica térmica definida por el usuario. Dependiendo de la característica se genera, después de un tiempo determinado, una señal de salida térmica.

Los transformadores de potencia deben ser capaces de soportar en su secundario las siguientes sobretensiones a frecuencia nominal:

- 105% con la carga nominal
- 110% sin la carga nominal

Para conseguir un ajuste optimo, los equipos numéricos ofrecen al usuario la posibilidad de definir la característica de disparo introduciendo 8 pares de valores de sobreexcitación, tiempo en el rango de 100 a 150% de  $V/Hz$  nominal

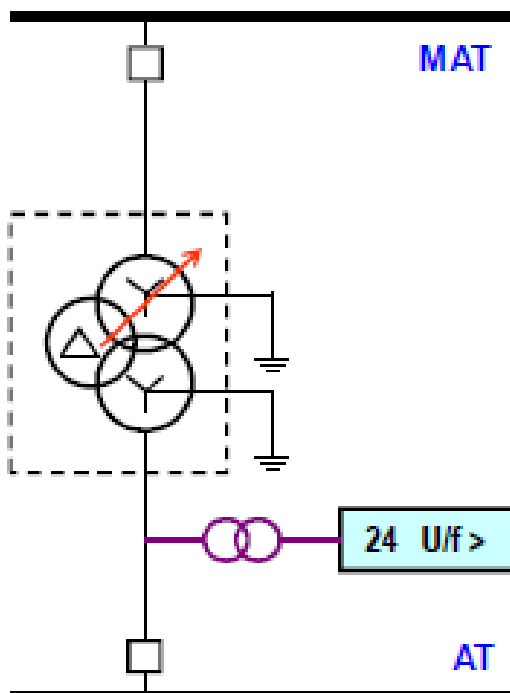


Ilustración 4-23: Localización protección sobreexcitación [2]

La función de sobreexcitación contiene los siguientes escalones:

- **Escalón dependiente, con característica de tiempo inverso (característica térmica)** (Ilustración 4-24): Las magnitudes de entrada de la función de protección corresponden a la tensión y la frecuencia medidas permanentemente. A partir de ambas magnitudes se establece el cociente  $U/f$ . Para obtener un valor sin dimensión, se utilizan magnitudes normalizadas.

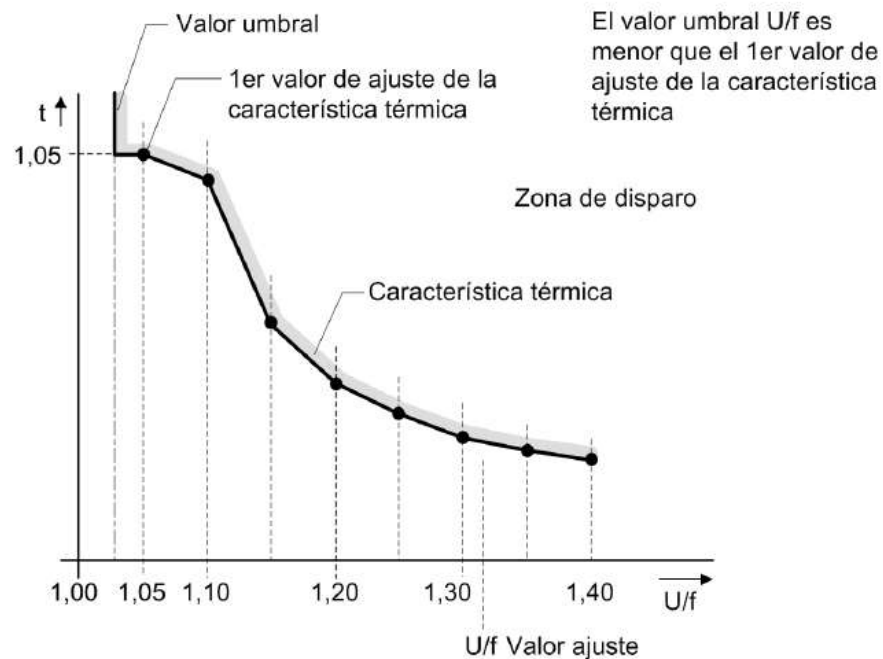


Ilustración 4-24: Zona de disparo escalón dependiente 24T [2]

- **Escalón independiente (temporizador):** Este escalón también evalúa el valor  $U/f$  que es idéntico al valor de entrada del escalón dependiente. Informacións más detalladas respecto a la técnica de medida se encuentran en el capítulo Escalón con característica dependiente (escalón térmico).

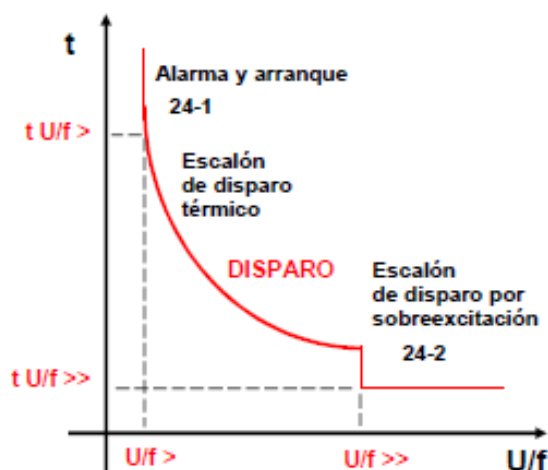


Ilustración 4-25: característica de disparo sobreexcitación [2]

El modo de operación de la función de sobreexcitación se rige por el siguiente diagrama de bloques:

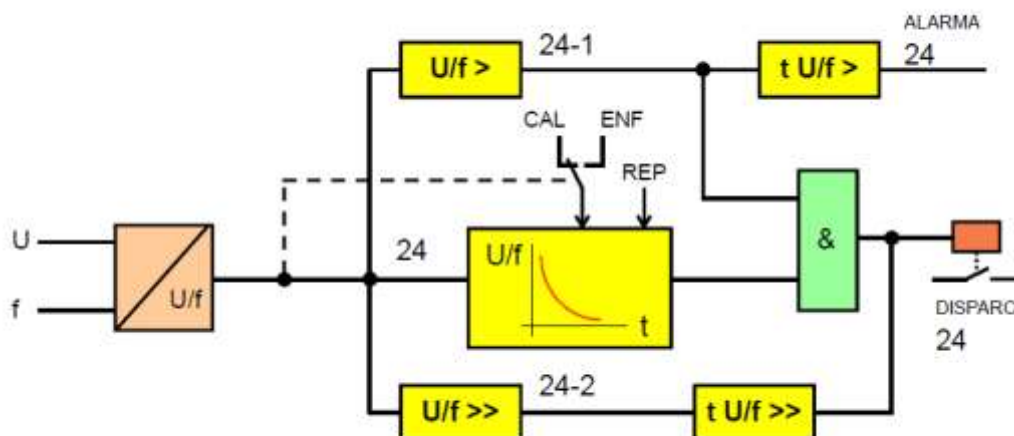


Ilustración 4-26: diagrama de bloques función de sobreexcitación [2]

#### 4.3.7 Protección Fallo del Interruptor – 50BF

La función Protección Fallo del interruptor supervisa la desconexión del interruptor asignado y produce, en caso de fallo, un disparo de reserva.

El inicio procede de las funciones de protección internas del equipo o de una protección externa. Con el inicio se comprueba mediante el criterio de intensidad o mediante el criterio de contactos auxiliares si el interruptor está cerrado. Con el interruptor cerrado, la función produce un arranque e inicia la temporización.

Durante la temporización se comprueba continuamente si el interruptor ha abierto. Si esto ocurre, la función se repone. Si el interruptor no ha abierto, la función produce un disparo después de transcurrir la temporización.

El inicio de la función se efectúa por las funciones de protección internas del equipo y/o externamente.

##### 4.3.7.1 Inicio interno

Para la presente aplicación se usará el método de inicio interno, que se inicia por cualquier escalón de protección interno del equipo que debe activar el interruptor local. El inicio resulta con el disparo de un escalón de protección. En el preajuste se sostiene la señal inicial con un arranque o disparo saliente de la función de protección. De esta manera, la reposición de la función resulta exclusivamente por la detección del interruptor abierto con ayuda del criterio de intensidad o de los contactos auxiliares del interruptor. Si es necesario, la reposición de la función Fallo del interruptor puede obtenerse también con un arranque o disparo saliente de la función de protección (sin sostenimiento de la señal interna).



Si es necesario, se pueden retirar escalones o funciones de protección de la configuración como fuentes de inicio. Si se han retirado todas las fuentes de inicio internas del equipo, el inicio sólo puede ser activado externamente.

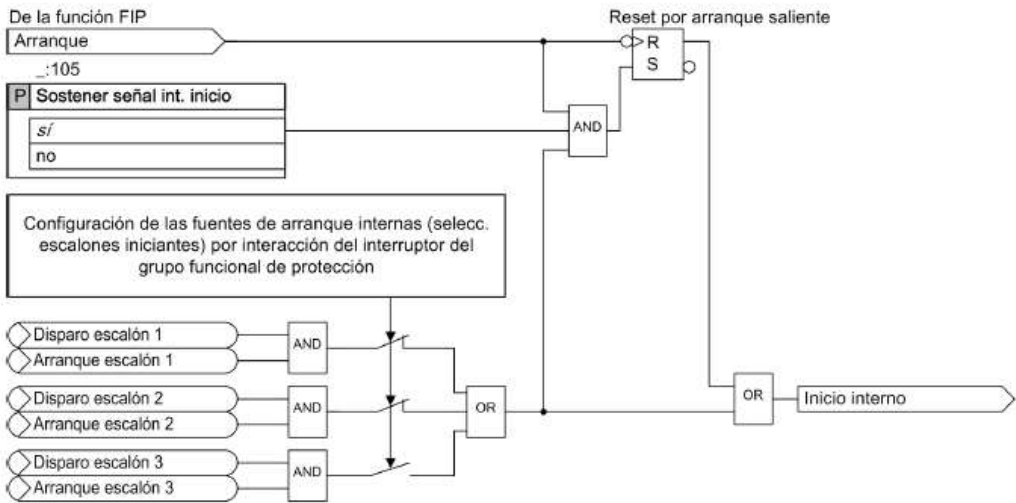


Ilustración 4-27: inicio interno Prot. fallo interruptor [2]

#### 4.3.7.2 Inicio externo

Mediante el parámetro Inicio por entrada bin. se ajusta si el inicio se efectúa externamente con uno o dos canales. La configuración necesaria de las señales de entrada se compara en el ajuste. Si falta alguna configuración, se genera un aviso de error. La disponibilidad funcional adquiere el estado Advertencia (Ilustración 4-28)

En el funcionamiento de un canal, el inicio se efectúa solamente por la señal de entrada binaria >Inicio.

En el funcionamiento de dos canales se debe activar adicionalmente la señal binaria de entrada >Autorización, para poder efectuar el inicio. En el preajuste, la señal de Inicio externo se desactiva inmediatamente con las señales binarias de entrada salientes (Ilustración 4-28 e Ilustración 4-29). Si es necesario, se puede sostener la señal de inicio. En este caso, el inicio permanece activo incluso después de desactivarse las señales binarias de entrada.

Para evitar arranques erróneos de la función, se supervisan las señales de entrada.

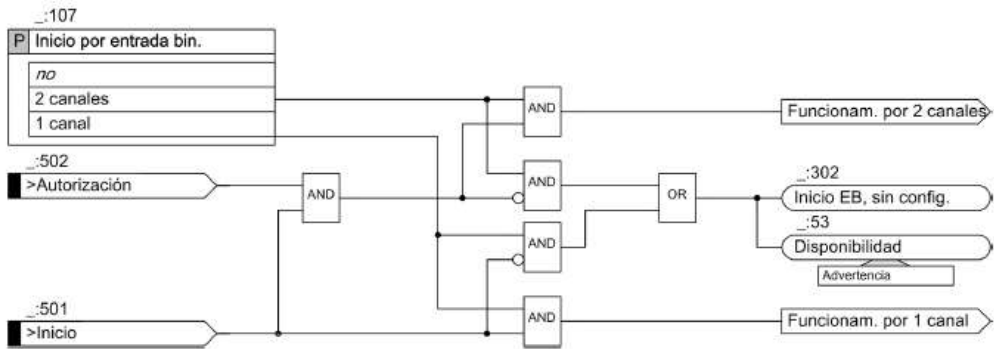


Ilustración 4-28: inicio externo Prot. Fallo interruptor [2]

## **SUPERVISIÓN ESTÁTICA (Ilustración 4-29)**

Si una de las señales >Inicio o >Autorización está activa más de 15 s sin que reaccione la función, se presupone un fallo en el circuito de entrada binaria. Se bloquea la señal correspondiente, de manera que la función ya no pueda arrancar externamente. Se genera un aviso correspondiente y la disponibilidad de la función adquiere el estado Advertencia. Se retira el bloqueo tan pronto la señal binaria de entrada se desactive.

Esta supervisión estática se desactiva en los casos siguientes:

a) Con el arranque de la protección FIP (sólo para inicio externo). De esta manera se evita una reacción errónea de la supervisión si la protección externa causante del arranque utiliza una funcionalidad Lockout. Cuando la señal de inicio se desactiva, se vuelve a activar la supervisión.

b) Tanto tiempo como la función (o el equipo) esté en Modo de prueba. Esto posibilita la prueba funcional sin que la supervisión bloquee la función.

## **SUPERVISIÓN DINÁMICA (Ilustración 4-29)**

Si la señal >Inicio está activa sin que se produzca la señal de autorización después transcurrir el tiempo de supervisión ajustable, se bloquea el arranque y se genera un aviso correspondiente. La disponibilidad funcional adquiere el estado Advertencia. Con la reposición de la señal de inicio se retira el bloqueo.

Para que las señales binarias de entrada sean efectivas, las entradas binarias deben estar activadas al menos 10 ms

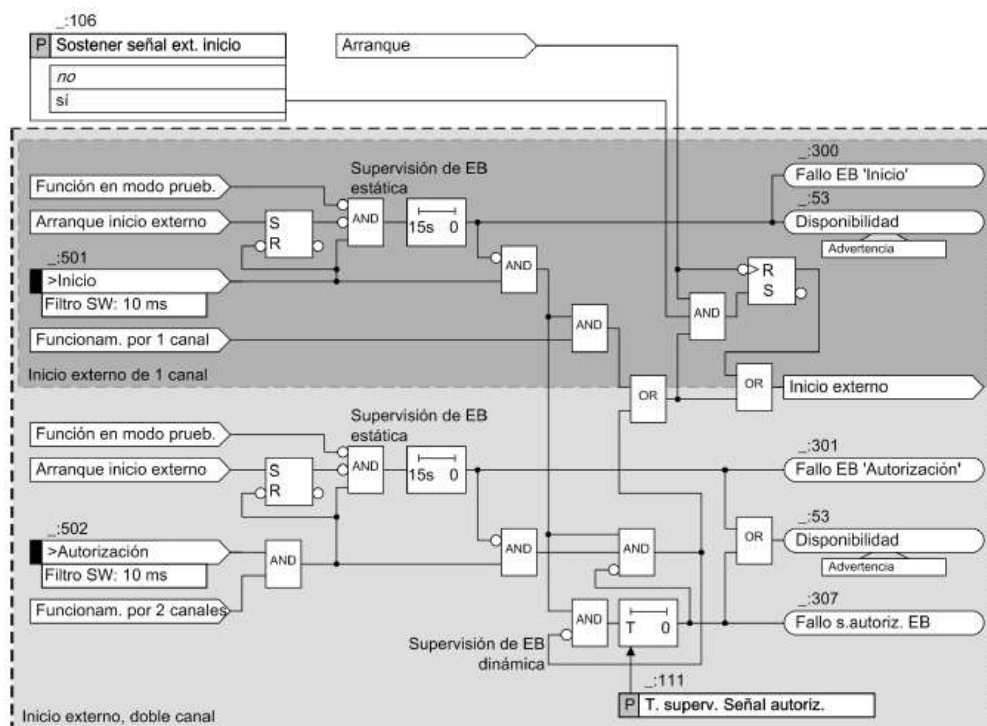


Ilustración 4-29: Diagrama de bloques inicio externo dinámico y estático función 50BF [2]

La función bloqueo por oscilación de potencia, también llamada “Power Swing”, es una función adicional a la protección de distancia que opera solamente cuando la función de protección de distancia está activada. Si se reconoce esta perturbación, el bloqueo de oscilación de potencia bloquea el arranque y el disparo de la protección de distancia. Cada zona de protección de distancia puede ser bloqueada individualmente.

Mediante la monitorización, la función obtiene informaciones de estado (especialmente de polos abiertos) relacionadas con el objeto a proteger.

La función de oscilación de potencia contempla las siguientes características:

- Reconoce las oscilaciones de potencia en la red.
- Evalúa para esto la impedancia por cada fase.
- Comprueba continuamente el transcurso de impedancia.
- Avisa la detección de oscilaciones por fase.
- Bloquea las zonas seleccionadas de la protección de distancia con la oscilación de potencia.
- Reconoce cortocircuitos monopolar, bipolar y tripolar durante la oscilación de potencia y, por lo tanto, retira el bloqueo selectivo por fases.
- Opera también con pausa sin tensión monopolar
- Sólo se puede activar adicionalmente a la protección de distancia
- No genera ningún disparo por pérdida de sincronismo; por lo tanto, está disponible una función de protección separada de pérdida de sincronismo

Después de procesos dinámicos como saltos de carga, cortocircuitos, reenganches automáticos u operaciones de mando, puede ocurrir que los generadores tengan que adaptarse bajo las condiciones de oscilación pendular al nuevo balance de potencia de la red. Durante oscilaciones pendulares se conducen a la protección de distancia altas intensidades de compensación y – especialmente en el centro eléctrico – pequeñas tensiones. Tensiones pequeñas con altas intensidades al mismo tiempo significan aparentemente impedancias pequeñas que pueden provocar un disparo por la protección de distancia. El bloqueo de oscilación de potencia evita durante oscilaciones pendulares un disparo por la protección de distancia.

Oscilaciones pendulares son procesos trifásicos simétricos. Generalmente se puede suponer de una cierta simetría de los valores de medida. Las oscilaciones de potencia pueden producirse también durante procesos asimétricos, por ejemplo, después de cortocircuitos o durante una pausa sin tensión monopolar. Por esta razón, la detección de las oscilaciones está estructurada con tres sistemas de medida. Para cada oscilación se dispone de un sistema de medida por el cual está asegurada una detección de oscilaciones selectivo por fases. En la aparición de cortocircuitos se retira la oscilación detectada en la fase afectada de manera que la protección de distancia puede efectuar un disparo selectivo.

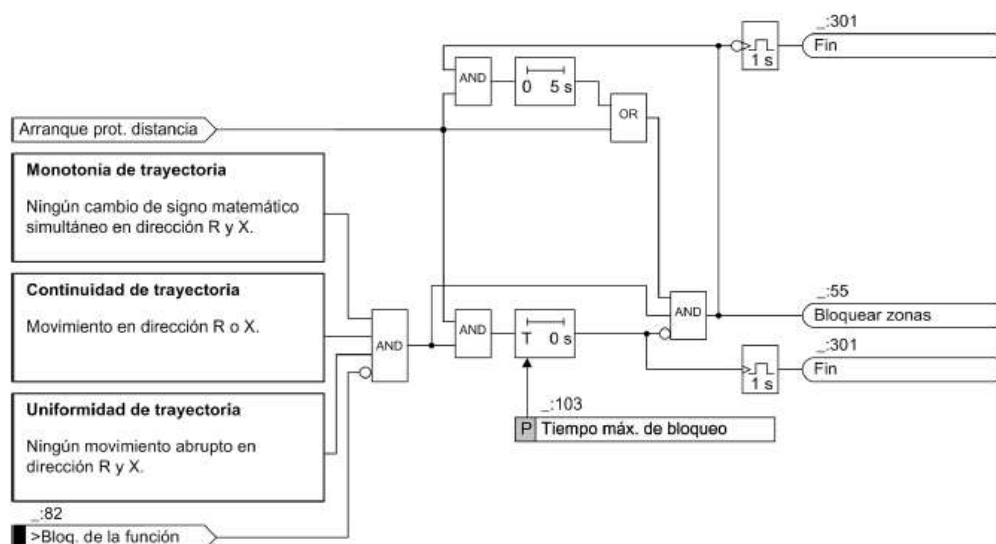


Ilustración 4-30: diagrama de bloques Prot. oscilación de potencia [2]

La medida se efectúa por fase. Sólo cuando la impedancia medida se encuentra en la zona de trabajo de la protección de distancia, se genera una señal de detección de oscilación de potencia ([:55] Bloquear zonas). La señal de detección de oscilación de potencia permanece activa hasta que se produzca un cortocircuito o el proceso pendular se haya compensado o el tiempo máximo de bloqueo haya transcurrido. Se puede bloquear la detección de oscilación de potencia mediante la señal de entrada >Bloq. de la función.

Los relés de mínima tensión, sobreintensidad y distancia son sensibles al fenómeno de oscilación. Por lo que han de tomarse las medidas oportunas para evitar su disparo intempestivo, con temporización de la actuación para los relés de mínima tensión y sobreintensidad, y con unidades específicas de bloqueo los relés de distancia.

#### 4.3.9 Protección contra Inrush

La función Detección de intensidad Inrush de cierre no es una función de protección propia. Ésta envía una señal de bloqueo durante un proceso de cierre de un transformador a otras funciones de protección.

La función Detección de intensidad Inrush de cierre analiza la señal trigger (señal de inicio o señal de arranque) de la detección de salto o la superación del valor umbral de la función a bloquear en una lógica de inicio y sincroniza los procedimientos de medida. Para una detección segura de procesos de cierre, la función utiliza los procedimientos de medida Análisis de armónicos y Procedimiento CWA (análisis de la forma de onda de intensidad). Ambos procedimientos operan paralelamente y vinculan el resultado por lógica OR.

Como señal trigger (señal de inicio o señal de arranque) para la sincronización de los procedimientos de medida internos se utiliza una detección de salto o el sobrepaso de un umbral de las funciones a bloquear.

La detección de salto reacciona con una alteración de la intensidad. La superación de un umbral se detecta a causa de un arranque interno de la función de protección a bloquear.

Un ejemplo del Inrush que podría aparecer en un transformador estrella (neutro)-estrella se muestra a continuación:

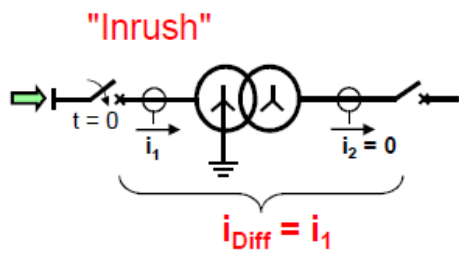


Ilustración 4-31: Inrush Trafo Yn-y [2]

El contenido en 2º armónico queda presentado en la siguiente figura:

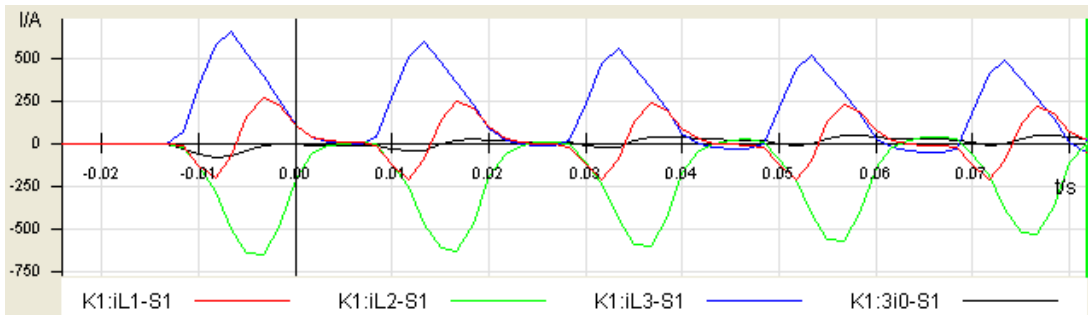


Ilustración 4-32: 2º armónico Inrush Yn-y [2]

El Inrush que podría aparecer en un transformador triángulo-estrella se muestra a continuación:

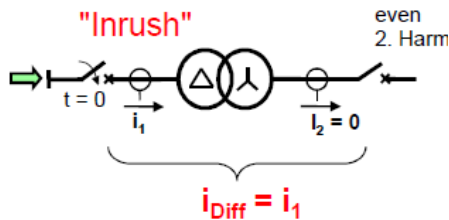


Ilustración 4-33: Inrush Trafo Dy [2]

El contenido en 2º armónico queda presentado en la siguiente figura:

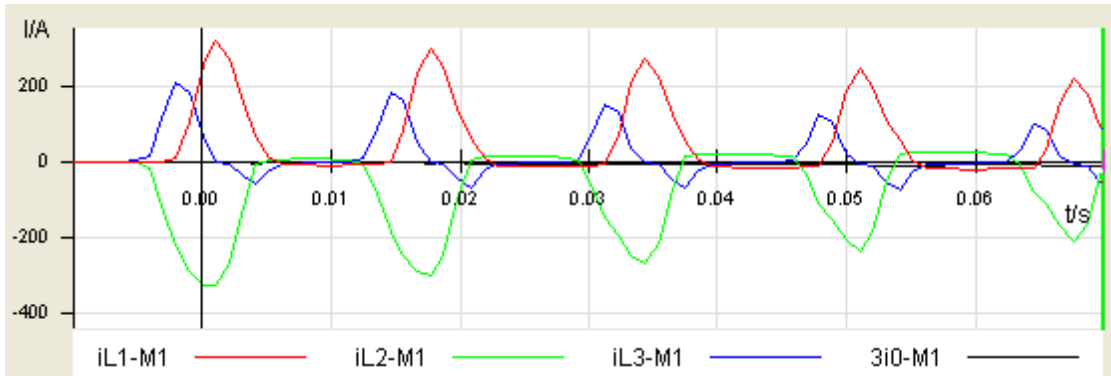


Ilustración 4-34: 2º armónico Inrush Dy [2]

El modo de operación de la protección contra Inrush se representa en el diagrama de bloques siguiente:

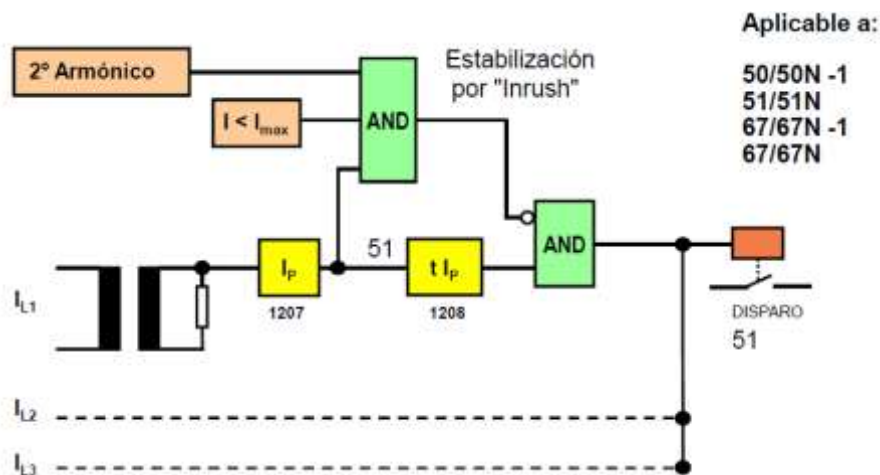


Ilustración 4-35: Diagrama de bloques protección contra Inrush [2]

La evaluación del nivel de Inrush puede realizarse con los dos métodos siguientes:

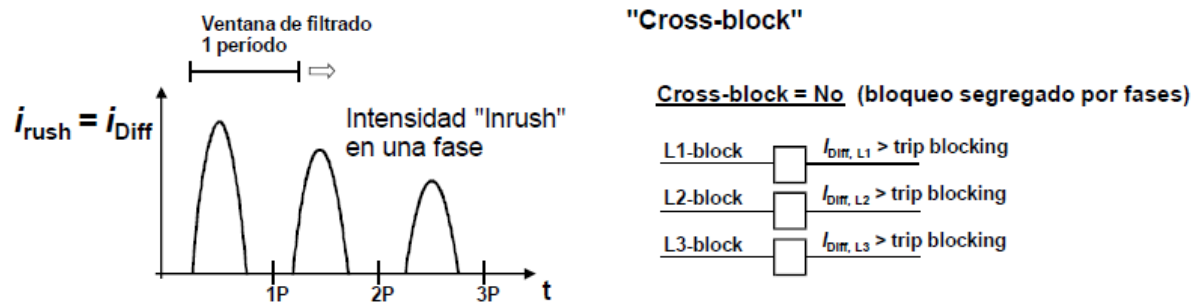


Ilustración 4-36: Intensidad de magnetización Inrush [2]

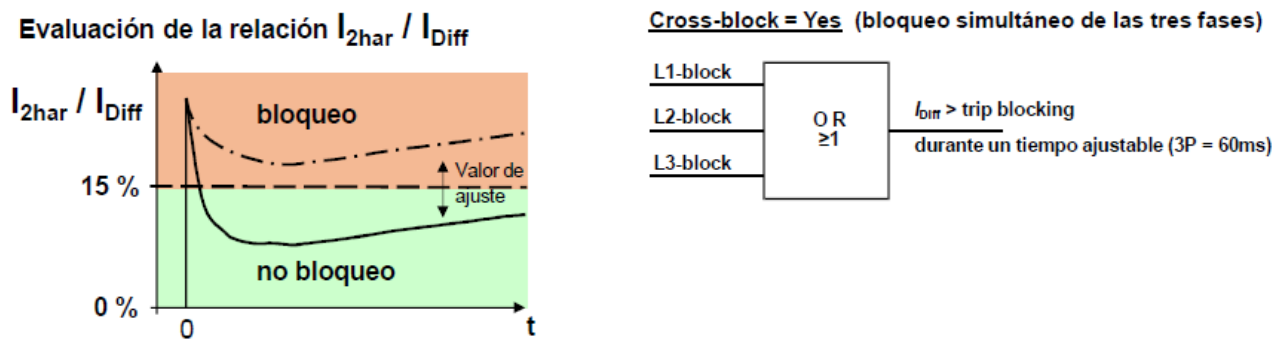


Ilustración 4-37: Evaluación de la corriente de magnetización Inrush [2]

#### 4.3.10 Protección Buchholz

En el apartado 3.4.8, se comentó la posibilidad de averías debido a perturbaciones mecánicas, por lo que es importante dotar al sistema de la protección Buchholz.

Esta protección detecta defectos de aislamiento, rotura de conductores, contactos defectuosos, calentamiento del hierro, sobrecargas y nivel de aceite.

Los defectos que producen disparo a estas protecciones son tan graves que obligan a separar al transformador de la red eléctrica, desconectando todos sus interruptores.

Tras la apertura de los interruptores mediante contacto normalmente abiertos, otros contactos normalmente cerrados de este relé se abren para bloquear el cierre de los interruptores hasta que una vez solucionado el defecto sea posible el rearme.

El funcionamiento se basa en la detección del arco que se produce cuando a causa de una avería se descompone térmicamente el aceite del transformador, provocando burbujas que se acumulan en el cubículo debido al aumento del gas contenido.



Ilustración 4-38: Localización relé Buchholz e indicador de nivel de presión [2]

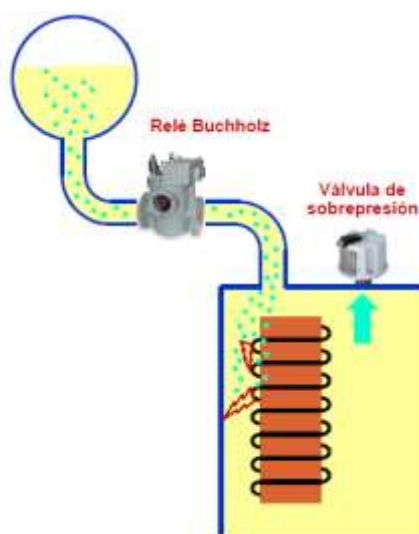


Ilustración 4-39: Formación de gases en el transformador [2]



En caso de falta interna en el transformador, el aislamiento de las espiras se ha deteriorado. El arco eléctrico deteriora el aceite aislante generando burbujas de gas que suben hacia el depósito de expansión. Estas burbujas quedan atrapadas en el relé Buchholz generando así la señal de alarma (Ilustración 4-40)

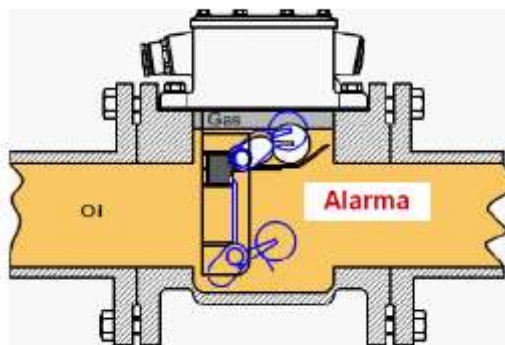


Ilustración 4-40: Señal de alarma en relé Buchholz [2]

En caso de falta interna grave, se genera tanto gas como un flujo de aceite hacia el depósito de expansión, que bascula la compuerta del relé y genera la señal de disparo.

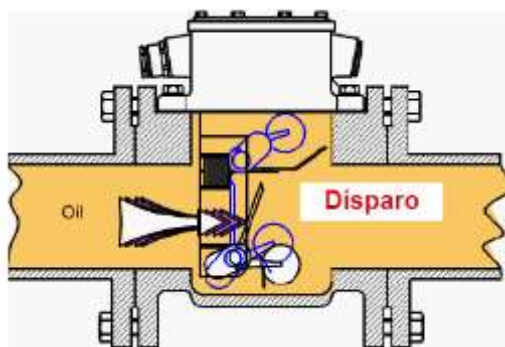


Ilustración 4-41: Señal de disparo relé Buchholz [2]

#### 4.4 Resumen de la aplicación de las funciones de protección

A lo largo del capítulo 2 se han enumerado las faltas en un transformador y sus causas, mientras que en el capítulo 3 y 4 se han enumerado y detallado las funciones de protección a aplicar en cada caso y su correspondiente funcionamiento.

- Protecciones mecánicas propias del transformador
  - Relé de Buchholz: ANSI 63
  - Válvula de sobrepresión: ANSI 63
  - Termómetro: ANSI 260/26W
  - Termostato: ANSI 260/26W
  - Imagen térmica: ANSI 49
  - Supervisión de nivel de aceite: ANSI 71M/m
- Funciones de protección contra cortocircuitos
  - Protección diferencial del transformador: ANSI 87T
  - Protección diferencial de neutro del transformador: ANSI 87TN/87REF
  - Protección de sobreintensidad de fases: ANSI 50/51
  - Protección de sobreintensidad de neutro: ANSI 50N/51N



- Protección contra faltas a tierra: ANSI 50/51G
- Protección de cuba: ANSI 50/51C
- Protección de distancia: ANSI 21
- Funciones de protección contra anomalías
  - Protección de sobretensión: ANSI 59
  - Protección de subtenensión: ANSI 27
  - Protección de máxima y mínima frecuencia: ANSI 81U/O
  - Variación rápida de la frecuencia: ANSI 81R
  - Protección de sobreexcitación: ANSI 24
- Otras funciones de protección:
  - Protección de imagen térmica: ANSI 49
  - Protección de cargas desequilibradas: ANSI 46
  - Protección contra fallo del interruptor: ANSI 50BF
  - Protección de potencia inversa: ANSI 32R
  - Supervisión de potencia directa: ANSI 32F

A continuación se muestra de manera resumida la recopilación de toda la información de los capítulos anteriores:

FALTA	CAUSA	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
Faltas entre fases Faltas a tierra a través de la cuba Faltas entre espiras Fallo de aislamiento del núcleo	Deterioro del aislamiento Defecto en el bobinado Sobretensiones	Diferencial: ANSI 87T, 87N/87REF Relé Buchholz: ANSI 63 Válvula de sobrepresión: ANSI 63 Sobreintensidad de fases y neutro: ANSI 50/51, 50N/51N Sobreintensidad de puesta a tierra: ANSI 50/51G Distancia: ANSI 21 Protección de cuba: ANSI 51C
Fases asimétricas	Desequilibrio	Carga desequilibrada: ANSI 46
Sobrecalentamiento	Potencia > Pot. Nominal	Imagen térmica: ANSI 49
Sobre/sub tensión	Anomalía en la red	Sobre/sub tensión: ANSI 59, ANSI 27
Sobre/sub frecuencia	Anomalía en la red	Sobre/sub frecuencia: ANSI 81U/O
Sobreexcitación	Elevada relación U/f	Sobreexcitación: ANSI 24
Faltas externas	Faltas en la red	Sobreintensidad de fases y neutro: ANSI 50/51, 50N/51N Sobreintensidad de puesta a tierra: ANSI 50/51G Distancia: ANSI 21
Fallo del interruptor	Fallo del interruptor	Fallo del interruptor: ANSI 50BF

Tabla 23: Falta - Función de protección

# 5 CAPÍTULO 5. AJUSTE DE PROTECCIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/132KV

## 5.1 Criterios de ajuste

Los criterios de ajuste son función de los algoritmos internos del equipo 7UT86, por lo que es necesario detallarlos antes de calcular los ajustes característicos de cada función.

Para ello, se definirán los criterios a tener en cuenta para ajustar cada una de las funciones integradas en el equipo (apartado 4.3).

Los valores fundamentales para la coordinación de las funciones de protección son:

- 80/120 ms con protecciones instantáneas.
- 250-350 ms con protección de fallo interruptor
- 400 a 600 ms con disparos en segunda zona (distancia y subimpedancia)
- 0,7 a 1,3 seg con disparos en tercera zona (distancia y subimpedancia)

### 5.1.1 Criterios de ajuste de la Protección diferencial de transformador (87T)

El principio de funcionamiento básico de la protección diferencial del transformador fue definido en el apartado 4.3.1. Para asegurar el funcionamiento se requieren las siguientes funciones adicionales:

- Estabilización de la intensidad
- Bloqueo de sobreexcitación
- Detección de faltas externas, y bloqueo en caso de faltas externas con intensidad notablemente alta
- Detección de componentes continuas
- Detección de arranque

Por ello se han de contemplar los criterios de ajustes necesarios para el cálculo de los ajustes y su correspondiente evaluación.

A continuación se detallarán las situaciones a considerar para evitar disparos intempestivos debido a la protección diferencial de transformador.

Los ajustes seleccionados serán detallados en el apartado 5.4.1 en base a los criterios definidos para la función de protección diferencial.

#### 5.1.1.1 Estabilización de la intensidad

Si durante faltas externas circulan intensidades muy altas por la zona de protección, se produce por las diferentes relaciones de los TIs T1 y T2 (véase Ilustración 4-2) una intensidad diferencial IDIF correspondiente. Si esta intensidad es mayor que el umbral de arranque respectivo, el equipo puede

producir una orden de disparo aunque no exista una falta en la zona de protección. Este comportamiento erróneo de la protección se evita mediante una corriente de estabilización y se implementa como curva característica correspondiente a la intensidad diferencial.

Para la estabilización se utiliza la mayor intensidad de dos o más puntos de medida del objeto a proteger. La curva de característica tendrá en cuenta, por tanto, dos corrientes:

- Una intensidad de disparo o diferencial:

$$I_{diff} = (\underline{I_1} + \underline{I_2})$$

- Una intensidad de estabilización:

$$I_{estab.} = \text{Max} (|\underline{I_1}|; |\underline{I_2}|)$$

#### 5.1.1.2 Estabilización adicional con faltas externas

Los transformadores de intensidad pueden saturarse si circulan altas intensidades de cortocircuito debido a una falta externo, presentando magnitudes en los puntos de medida que pueden lugar a una lectura de intensidad diferencial.

La intensidad diferencial simulada en dicha situación, puede alcanzar temporalmente la zona de disparo de la característica y producir un disparo intempestivo si no se adoptan medidas especiales.

Existen dos escenarios habituales (Ilustración 5-1)

- *Cortocircuito externo de alta intensidad:* la intensidad circula por ambos extremos, resultando en una corriente de estabilización calculada por el relé que será relativamente elevada en el inicio del cortocircuito. Tras estos primeros instantes, el TI podría comenzar a saturar, con lo que se va produciendo una intensidad diferencial cada vez mayor a la vez que va disminuyendo la corriente de estabilización (basada en la máxima corriente por los extremos del transformador), hasta llegar a sobrepasar la característica de disparo en el peor de los casos. Tras esta saturación, que generalmente se producirá en los primeros ciclos del cortocircuito, el efecto de la saturación irá perdiendo fuerza (según va evolucionando la componente de continua y de alterna presentes en el cortocircuito), disminuyendo por tanto la corriente diferencial y aumentando la corriente de estabilización hasta quedar el punto ( $I_{estab}$ ,  $I_{dif}$ ) por debajo de la característica de disparo.
- *Cortocircuito externo de baja intensidad:* una elevada constante de tiempo de la componente de Corriente Continua con pequeñas intensidad pasantes también dan lugar a la saturación del TI, provocando un giro en el ángulo de fase de la intensidad. En estas circunstancias, puede llegar a ocurrir que se supere la característica de disparo.

El equipo 7UT86, con procedimientos inteligentes de detección de saturación es capaz de detectar esta situación y bloquear por un tiempo limitado la función diferencial.

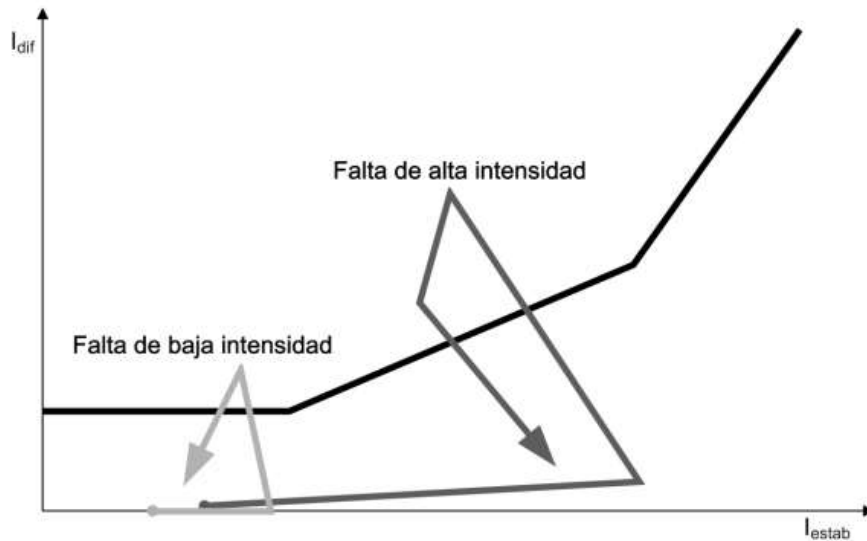


Ilustración 5-1: Estabilización adicional faltas externas [2]

La detección de saturación reconoce errores de medida debido a la saturación de los TIs y cambia de procedimiento de medida para la medida de la distancia.

Para lograr una detección segura de faltas externas con saturación de transformador de intensidad se evalúa el transcurso de la magnitud en el plano Dif.-Estab. mediante un detector de saturación. El detector tiene dos tareas fundamentales:

- Bloqueo en caso de faltas externas con intensidad notablemente alta
- Retiro del bloqueo durante un cambio del lugar de la falta de externo a interno

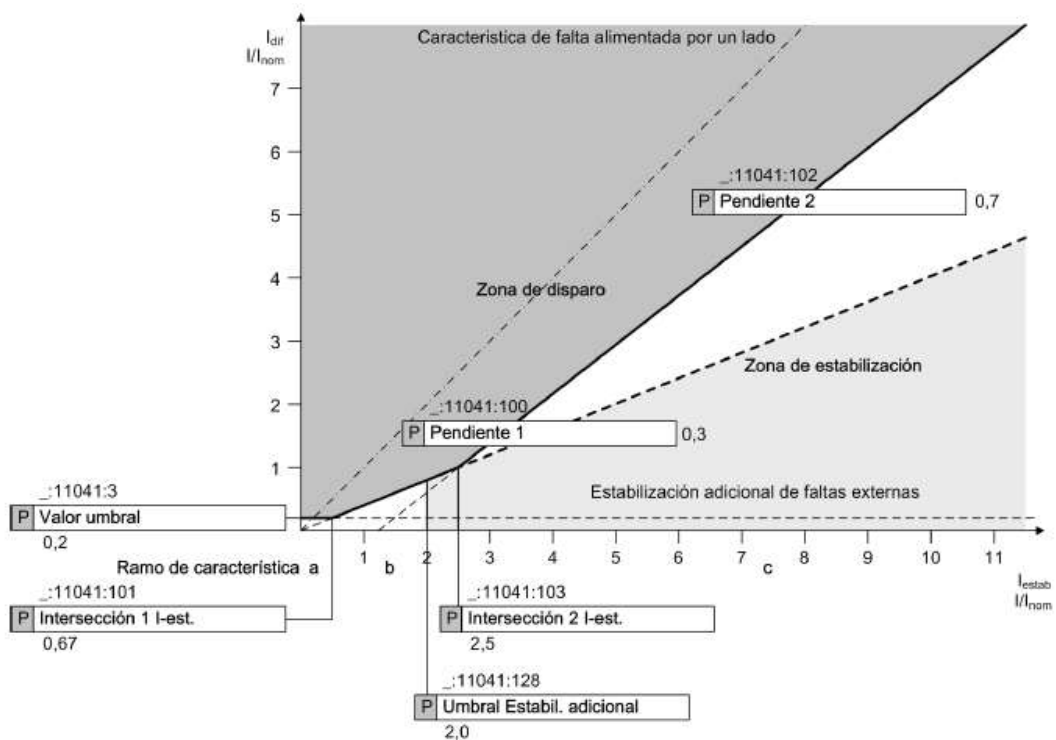


Ilustración 5-2: Característica de arranque Prot. diferencial [2]

#### 5.1.1.2.1 Bloqueo en caso de faltas externas con intensidad notablemente alta

Se supervisa para cada fase la intensidad diferencial y la intensidad de estabilización en el plano Dif.-Estab. directamente después de la aparición de la falta. Para asegurar la estabilidad de la detección de saturación por tiempos breves libres de saturación del transformador de intensidad primario, se utilizan valores estimados en base a los cocientes diferenciales de los valores instantáneos.

En caso de que la intensidad de estabilización estimada supere el parámetro Umbral Estabil. adicional y simultáneamente el valor esperado de la intensidad diferencial de todas las fases se encuentre en la zona de estabilización adicional, se activa el detector y se genera el aviso de error externo. El disparo de la función de protección diferencial se bloquea.

Si ocurre una falta externa y es despejada por la protección prevista para esto, se desactiva la estabilización adicional.

En caso de que la intensidad diferencial supere la Pendiente 1 (véase Ilustración 5-2) debido a la saturación del transformador de medida, es decir, se produce un arranque, el bloqueo es limitado por un tiempo (parámetro: Duración estabiliz. adic.).

Al presentarse el aviso Error externo también se pueden bloquear las otras fases mediante el parámetro Dur.blq.Cross Estab.adic.(véase Ilustración 5-2). Este bloqueo es necesario si, debido a la corrección del grupo vectorial o a la eliminación de la intensidad homopolar, las intensidades diferenciales se reparten en las demás fases como consecuencia de la saturación del transformador.

#### 5.1.1.2.2 Retiro del bloqueo durante un cambio de falta externa a interna

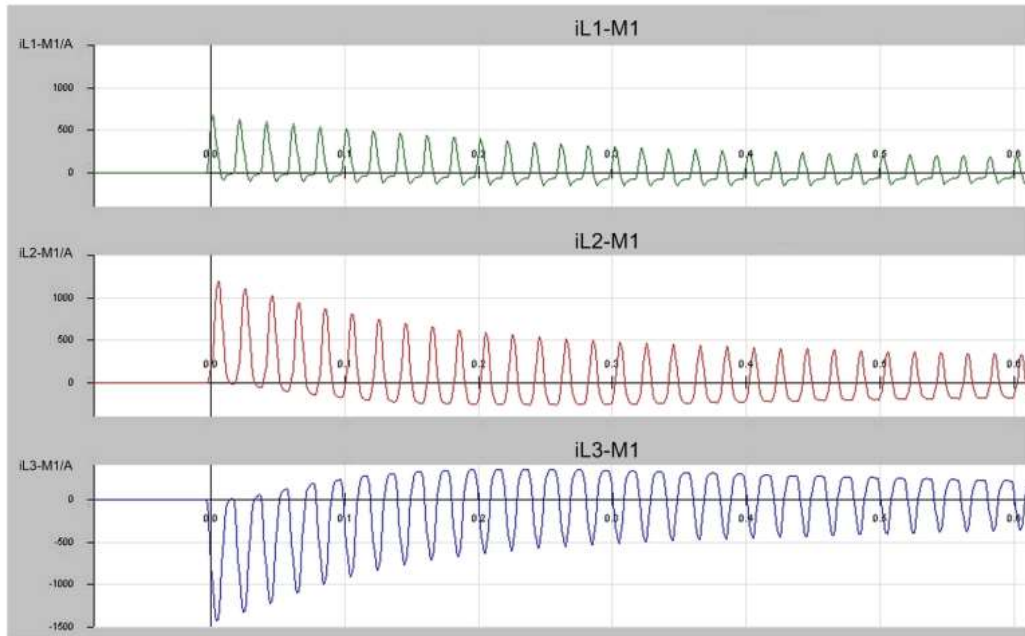
Como resultado de una falta externa puede ocurrir una falta interna. Este cambio de falta debe ser detectado y el bloqueo debe ser retirado. El caso crítico está en un cortocircuito con saturación del transformador de intensidad. La detección de la saturación supervisa para esto los valores instantáneos de la intensidad diferencial.

Durante una saturación del transformador, los valores instantáneos disminuyen por debajo de un umbral interno en el tiempo libre de saturación. Si este umbral es superado permanentemente y en la fase correspondiente existe un arranque, se supone una falta interna. En la parametrización con bloqueo cruzado se examinan también las demás fases.

El bloqueo del disparo (inclusive el bloqueo cruzado) es retirado y el aviso Error externo es reseteado.

#### 5.1.1.3 *Intensidad Inrush de cierre y estabilización de la sobreexcitación*

El Inrush (apartado 3.4.3) aparece inmediatamente como intensidad diferencial. Si el transformador, a causa de este fenómeno, es sometido a una tensión muy alta, puede excitarse hasta la zona no lineal de la característica de magnetización. Aparece una intensidad de magnetización elevada, es decir, una corriente diferencial que puede provocar un disparo intempestivo.



**Ilustración 5-3: Corriente Inrush en las tres fases [2]**

Una vez detalladas las situaciones que pueden ocurrir, han de definirse los criterios de ajuste de la función en estudio.

#### 5.1.1.4 Acondicionamiento de las magnitudes de medida

##### 5.1.1.4.1 Corrección del valor absoluto

El valor de la intensidad nominal del TI no se ajusta de manera exacta al valor nominal del objeto a proteger, por lo que ha de aplicarse una conversión en cada instante de muestreo.

En el equipo 7UT86, la función de protección diferencial procesa 20 valores de muestro por cada periodo. Operando con valores de muestreo adaptados. En la zona de adaptación de muestro (10-80Hz) se puede alcanzar una exactitud muy alta.

El escalón Idif rápido (apartado 5.1.1.7) no opera con valores adaptados en la frecuencia y, por lo tanto, realiza tiempos de disparo rápidos con frecuencias bajas.

El valor absoluto se adapta mediante la fórmula siguiente:

$$i_{LX}^* = k \cdot i_{LX}$$

$$k = \frac{I_{nom,prim,Sx}}{I_{nom,obj,Sx}} = \frac{I_{nom,prim,Sx}}{\frac{S_{nom,ref}}{U_{nom,Sx} \cdot \sqrt{3}}}$$

Escriba aquí la ecuación.

$i_{LX}^*$  Valor instantáneo adaptado por fase ( $x = 1, 2, 3$ )

$i_{LX}$  Valor instantáneo por fase ( $x = 1, 2, 3$ )

$k$  Valor de corrección por punto de medida

$I_{nom,prim,Sx}$  Intensidad nominal primaria del transformador por punto de medida

$S_{nom,ref}$  Potencia de referencia (potencia aparente nominal máxima del objeto a proteger)

$U_{nom,Sx}$  Tensión nominal del lado correspondiente (punto de medida) del objeto a proteger

#### 5.1.1.4.2 Adaptación del conmutador de tomas

Si un conmutador de tomas está disponible y está asignado a un lado del transformador, las intensidades del lado se adaptan adicionalmente a la posición actual del conmutador de tomas. Para activar esta funcionalidad se deben efectuar los ajustes necesarios en el equipo.

Se efectúa el ajuste de la toma correspondiente a la tensión nominal y de la tensión de tomas. Con los ajustes anteriores se puede calcular un factor de adaptación para cada posición actual del conmutador de tomas:

$$k_{(i)} = k_{\text{posición básica}} \cdot \left( 1 + \frac{(Pos_{(1)} - BasPos) \cdot \Delta U}{U_{nom}} \right)$$

**Ecuación 34: factor de adaptación para cada posición [2]**

$Pos(i)$  Posición actual del conmutador de tomas

$BasPos$  Posición básica del conmutador de tomas

$\Delta U$  Diferencia de tensión de una toma

$U_{nom}$  Tensión nominal

$k$  Posición básica Corresponde al valor de corrección por cada punto de medida

Se han de seguir los siguientes cálculos de desarrollo para adaptar el conmutador de tomas:

1. Cálculo de un factor de adaptación promedio

$$k_{ref} = k_{\text{posición básica}} \cdot \frac{U_{ref}}{U_{nom}}$$

**Ecuación 35: factor de referencia promedio [2]**

$$U_{ref} = \frac{2}{\frac{1}{U_{min}} + \frac{1}{U_{max}}}$$

**Ecuación 36: tensión de referencia [2]**

## 2. Ajuste no sensible de la característica de disparo con el factor

$$k_{tcr} = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{max} + U_{min}}$$

**Ecuación 37: factor para característica no sensible [2]**

### 5.1.1.4.3 Corrección del grupo vectorial

Los grupos vectoriales de los lados del transformador aparecen debido al acoplamiento diferente en cada lado del transformador, así como su interconexión. Por tanto, las intensidades medidas no pueden ser utilizadas directamente para la suma vectorial. La corrección del grupo vectorial hace comparables las intensidades medidas. La corrección se efectúa de manera que cada lado es convertido al grupo vectorial 0. Ya que se opera en la red trifásica, se efectúa la conversión mediante matrices que están disponibles para cada tipo de grupo vectorial. La conversión general viene dada por la fórmula siguiente. En el mismo paso de cálculo se corrige el valor absoluto:

$$\begin{bmatrix} i_{L1}^* \\ i_{L2}^* \\ i_{L3}^* \end{bmatrix} = cc \cdot M_{GV} \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix}$$

**Ecuación 38: corrección del grupo vectorial [2]**

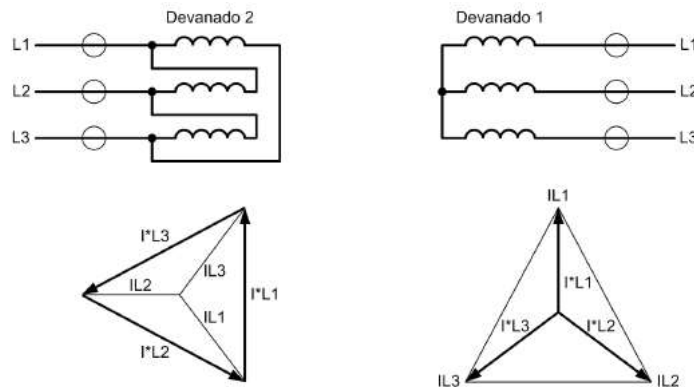
$iLx$  \* Valor instantáneo adaptado por fase ( $x = 1, 2, 3$ )

$iLx$  Valor instantáneo por fase ( $x = 1, 2, 3$ )

$k$  Factor de corrección para el punto de medida

$M_{GV}$  Matriz de corrección

La matriz de corrección para el grupo vectorial Yd5, como ejemplo, es:



**Ilustración 5-4: Transformador Yd5 [2]**

$$\begin{bmatrix} i_{L1}^* \\ i_{L2}^* \\ i_{L3}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 - \sqrt{3} & 1 & 1 + \sqrt{3} \\ 1 + \sqrt{3} & 1 - \sqrt{3} & 1 \\ 1 & 1 + \sqrt{3} & 1 - \sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix}$$

**Ecuación 39: matriz corrección grupo vectorial**



$$\begin{bmatrix} i_{L1}^* \\ i_{L2}^* \\ i_{L3}^* \end{bmatrix} = 1 \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix}$$

**Ecuación 40: matriz simplificada de corrección grupo vectorial**

### 5.1.1.5 Procesamiento del punto neutro

#### 5.1.1.5.1 Consideración de la intensidad del punto neutro

Si el neutro está puesto a tierra, la intensidad en caso de falta también puede circular por el neutro hasta la zona de protección, que debe ser considerada para poder realizar la suma vectorial total de las intensidades que aparecen ante una falta.

La suma se realiza matricialmente:

$$\begin{bmatrix} i_{L1}^* \\ i_{L2}^* \\ i_{L3}^* \end{bmatrix} = 1 \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix} + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_Y \\ I_Y \\ I_Y \end{bmatrix}$$

**Ecuación 41: consideración de la intensidad el punto neutro [2]**

En caso de una falta a tierra dentro de la zona del transformador, la intensidad del punto neutro participa ( $I_0 = 1/3 I_Y$ ). Pero en caso de una falta a tierra fuera de la zona de protección, la intensidad homopolar desaparece, ya que la intensidad homopolar medida en los bornes  $3I_0 = (I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})$  elimina la intensidad del punto neutro  $I_Y$ . De esta manera se garantiza la sensibilidad completa para las faltas a tierra internas mientras que con faltas a tierra externas se elimina la intensidad homopolar automáticamente.

Para una mayor sensibilidad, se utiliza la protección diferencial de faltas a tierra (87N).

#### 5.1.1.5.2 La intensidad del punto neutro no es medida

La intensidad debe ser eliminada para no producir una corriente diferencial errónea, en situaciones donde el neutro no es accesible o el neutro no está conectado a la protección diferencial. Al eliminar esta intensidad homopolar, se descartan las intensidades de faltas sin medidas externas especiales.

Si la reactancia trifásica de puesta a tierra se encuentra fuera de la zona de protección, la intensidad homopolar no es perjudicial ya que ésta no circula por el punto de medida.

Si en la zona de protección no existe ninguna puesta a tierra del punto neutro o si la intensidad del punto neutro puede ser medida, la eliminación de la intensidad homopolar no es necesaria. La eliminación de la intensidad homopolar tiene la desventaja de que, en caso de faltas a tierra en la zona de protección del lado puesto a tierra, la protección diferencial es menos sensible respecto a la intensidad homopolar. Ya que la intensidad homopolar corresponde a  $1/3$  de la intensidad de cortocircuito, se alcanza una sensibilidad de  $2/3$ .

### 5.1.1.5.3 Particularidades del autotransformador

En la aplicación en estudio se considera un autotransformador, por lo que hay que tener en cuenta los criterios de ajuste para este tipo de transformadores.

Para que las intensidades resultantes sean comparables por la protección diferencial, todas las intensidades se relacionan al devanado común con la mayor potencia aparente nominal. Ésta se denomina potencia aparente nominal del objeto a proteger y se elige como lado de referencia el lado con la mayor intensidad nominal.

En los autotransformadores sólo existe para los devanados comunes el grupo vectorial Y(N)y0. Una puesta a tierra tiene efecto en todos los devanados comunes conectados a las zonas de la red (alta y baja tensión). En caso de una falta a tierra se establece un acoplamiento entre ambas zonas de la red mediante la puesta a tierra común.

En el caso del autotransformador también la intensidad de punto neutro  $I_{St}$  es necesaria para un tratamiento completo de todas las intensidades fluyentes a la zona de protección. Si el punto neutro no es accesible, se debe eliminar la intensidad homopolar de las intensidades de fase.

### 5.1.1.6 Función de protección diferencial

El cálculo de los ajustes de la función en estudio se realiza en base a las magnitudes de los valores instantáneos, una intensidad diferencial por fase. El sentido de la intensidad se define en dirección al objeto a proteger como positivo. Mediante un filtro Fourier (longitud de filtro =1 período (20 valores de muestreo)) se calcula la componente de onda fundamental de la intensidad diferencial ( $I_{dif}$ ).

Por simplicidad, la intensidad de estabilización utiliza las intensidades de los puntos de medida con el mayor valor eficaz. También se consideran la intensidad del punto neutro y la intensidad homopolar. La protección diferencial no opera con transformadores sensibles de faltas a tierra. Ya que los transformadores sensibles pueden saturarse muy rápido, y se producen intensidades diferenciales erróneas.

$$i_{Dif,LX} = \sum_{m=1}^N i_{LX,Mm}^*$$

$$i_{Dif,LX} = FIR(i_{dif,LX})$$

**Ecuación 42: intensidad diferencial [2]**

$$i_{LX,Mm} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n i_{LX,Mm}^* \cdot (k)}$$

**Ecuación 43: intensidad para cada fase de cada punto de medida [2]**

*x* Variable (1, 2, 3) para las intensidades de fase (L1, L2, L3)

*m* Variable (1, 2, ..., N) para los puntos de medida

*N* Número de puntos de medida

*n* Número de muestreos por período ( $n = 20$ )

*FIR* Filtro Fourier

#### 5.1.1.6.1 Característica de arranque

La característica de arranque del relé de protección 7UT86 se representa en la Ilustración 5-5.

El ramo de la **característica a** representa el umbral de sensibilidad de la protección diferencial (parámetro Valor umbral) y considera tanto las intensidades de error constantes (cambiador de tomas, errores del TI, errores del TT) como las intensidades de magnetización.

El ramo de la **característica b** (parámetro Intersección 1 I-est. y Pendiente 1) considera las faltas del orden de la intensidad que puede circular por el transformador en condiciones normales de funcionamiento. Es decir, cortocircuitos de baja intensidad comparables con la corriente nominal del transformador.

Estas faltas pueden ocurrir por las razones siguientes:

- Errores de transformación del transformador de intensidad y de los transformadores de entrada del equipo
- Divergencias de adaptación

El ramo de la **característica c** (parámetro Intersección 2 I-est. y Pendiente 2) asegura la protección diferencial contra disparos intempestivos en caso de faltas externas de alta intensidad y saturación del transformador de medida. En esta área puede ocurrir una saturación del transformador de medida debido a las intensidades de cortocircuito muy altas y, por lo tanto, resulta una intensidad diferencial más elevada.

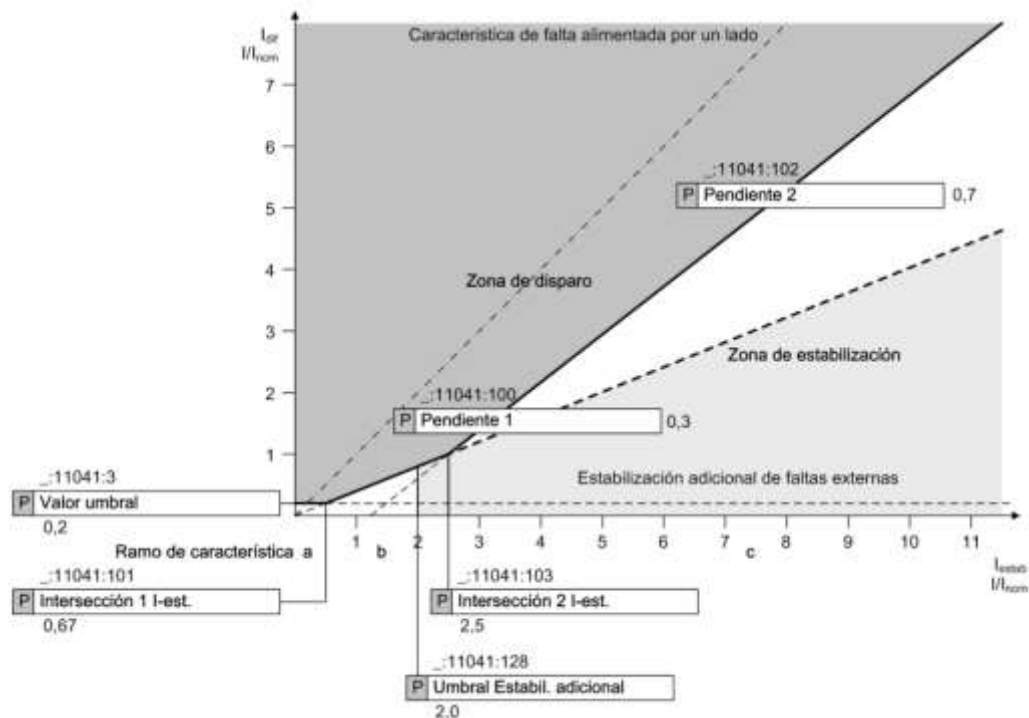


Ilustración 5-5: curva característica función diferencial del transformador [2]

Para evitar disparos intempestivos en caso de faltas externas con saturación del transformador de intensidad, se ha implementado una lógica que es utilizada por la característica de Estabilización adicional para faltas externas. Si el punto de trabajo se encuentra en el área de estabilización adicional y desde aquí se sobrepasa la característica de disparo, se activa la lógica y se bloquea la protección diferencial.

La zona de estabilización adicional se determina mediante los parámetros Umbral Estabilización adicional y Pendiente 1.

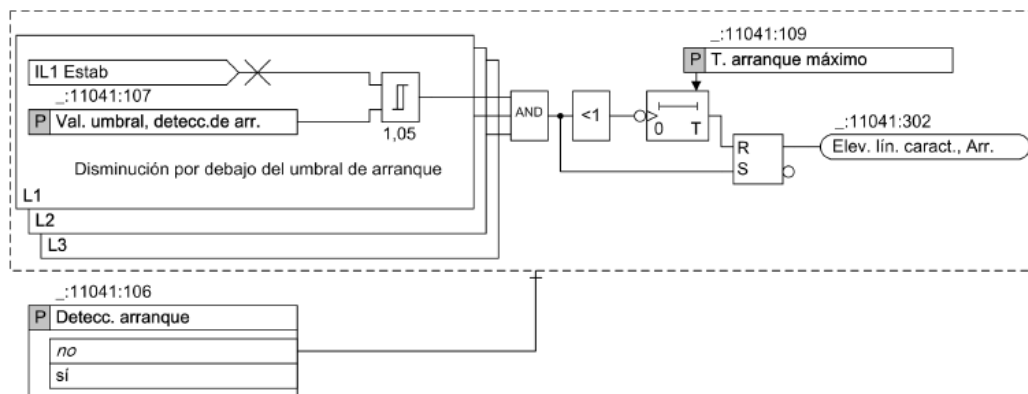


Ilustración 5-6: lógica de detección de arranque Prot. Diferencial [2]

Si la intensidad diferencial multiplicada por la relación de reposición de 0,7 disminuye por debajo de la característica de arranque, se desactiva el arranque.

#### 5.1.1.6.2 Detección de intensidad inrush de cierre

La intensidad de cierre se presenta durante un Sympathetic Inrush (conexión de un transformador paralelo), Recovery Inrush (intensidad de cierre debida al regreso de la tensión después de una falta en el sistema con un valor notablemente más alto que en las intensidades de los lados) y durante una energización del propio transformador.

Con el parámetro **Blq.detec.int.inrush.cierr.** se decide si en caso de una superación del valor umbral el aviso de disparo del escalón debe ser bloqueado debido a una intensidad inrush de cierre. En caso de un bloqueo el escalón produce un arranque. Se bloquea el inicio de la temporización y también el aviso de disparo. El aviso señala estos eventos mediante una función correspondiente. Al retirarse el bloqueo y si el valor umbral del escalón continúa siendo sobrepasado, se inicia la temporización.

La detección de la intensidad de cierre se activa al superarse la característica de arranque. Ésta se desactiva en caso de bloqueo por falta externa. Para la detección de la intensidad de cierre se utilizan dos procedimientos que operan paralelamente:

- **Componente de 2do armónico en relación a la onda fundamental en la intensidad diferencial:** el 2º armónico se presenta notablemente en la intensidad de cierre. Si la componente de 2º armónico supera el valor umbral ajustado, se produce un bloqueo selectivo por fase. Los armónicos aparecen de manera distinta en las diferentes fases. Si se detecta en una fase una superación del 2º armónico, puede ser necesario bloquear todas las fases simultáneamente. Este bloqueo debe tener efecto durante un tiempo limitado y es controlado por un parámetro ajustable en el relé de protección.

- **Análisis de la forma de característica (Current Wave Shape Analysis – CWA):** típico en un proceso de cierre es la presencia de zonas planas en el transcurso de la intensidad. Si estas zonas planas aparecen al mismo tiempo en todas las fases, esto es una característica típica del proceso de cierre. El procedimiento tiene efecto adicional al 2º armónico y comprende los casos que no son cubiertos por el 2º armónico. Debido al procedimiento de medida, el bloqueo siempre tiene efecto simultáneo en todas las fases. El procedimiento dispone de umbrales internos ajustados de manera fija.

La detección de intensidad de cierre evalúa los valores instantáneos calculados de la intensidad diferencial.

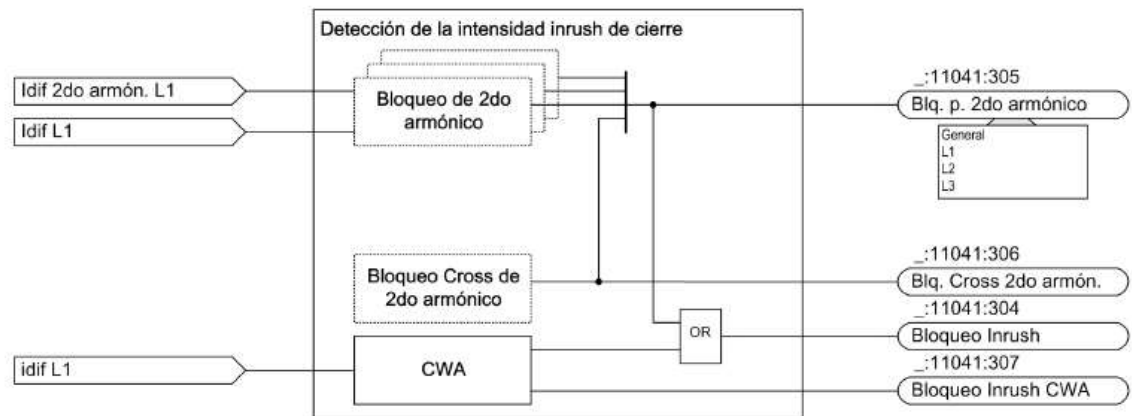


Ilustración 5-7: Lógica detección de inrush de cierre [2]

#### 5.1.1.6.3 Bloqueo de sobreexcitación

La sobreexcitación (apartado 3.4.6) estacionaria está caracterizada por los armónicos impares. Aquí es apropiado el 3er o 5to armónico para la estabilización. También en los transformadores convertidores de intensidad son de importancia los armónicos con cifra impar que no aparecen en caso de un cortocircuito interno.

A partir de los valores instantáneos de la intensidad diferencial se determina mediante un filtro de Fourier la componente del 3er y 5to armónico en relación a la onda fundamental. Al sobrepasarse el valor umbral se efectúa un bloqueo selectivo por fase. Aquí también es posible bloquear todas las fases al mismo tiempo mediante el bloqueo cruzado. Al contrario que con el 2do armónico, se desactiva la estabilización de sobreexcitación cuando la intensidad diferencial (valor de la onda fundamental) supera un valor límite

#### 5.1.1.6.4 Detección de faltas externas

Para lograr una detección segura de faltas externas con saturación de transformador de intensidad se evalúa el transcurso de la magnitud en el plano Dif.-Estab. mediante un detector. El detector tiene dos tareas fundamentales:

- Bloqueo en caso de faltas externas con intensidad notablemente alta
- Retiro del bloqueo durante un cambio del lugar de la falta de externo a interno

#### 5.1.1.6.5 Detección de componentes continuas

Las faltas externas de baja intensidad con elevada componente de corriente continua pueden producir también una superación de la característica de disparo. Sin embargo, la zona de estabilización adicional no es alcanzada.

Si la componente de corriente continua disminuye por debajo del umbral de reposición interno, se determina el retardo de reposición de la manera siguiente:

Aquí se supone que la magnetización y la desmagnetización del transformador tienen la misma duración. En el momento de alcanzar el umbral de reposición interno, la magnetización obtiene su valor máximo. Se mide el tiempo a partir del inicio de la detección de la componente de corriente continua hasta alcanzar el umbral de reposición interno, se suma 5 períodos y se establece con esto el retardo de reposición. Después se restablece la elevación de la característica a su valor original. La Ilustración 5-8 muestra una visión general sobre la lógica general.

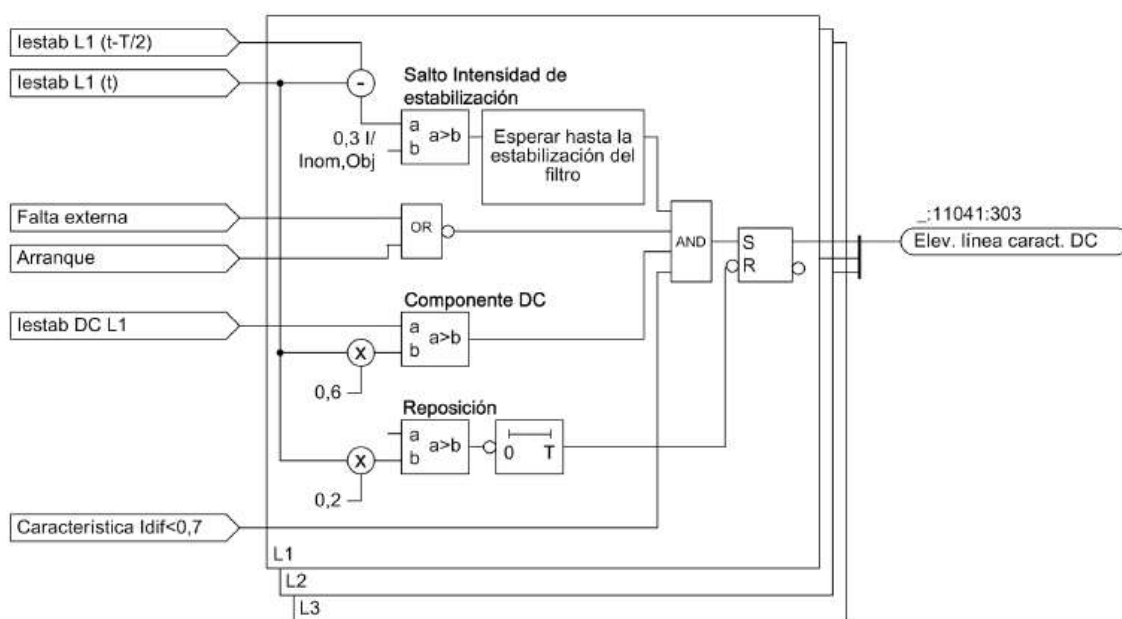
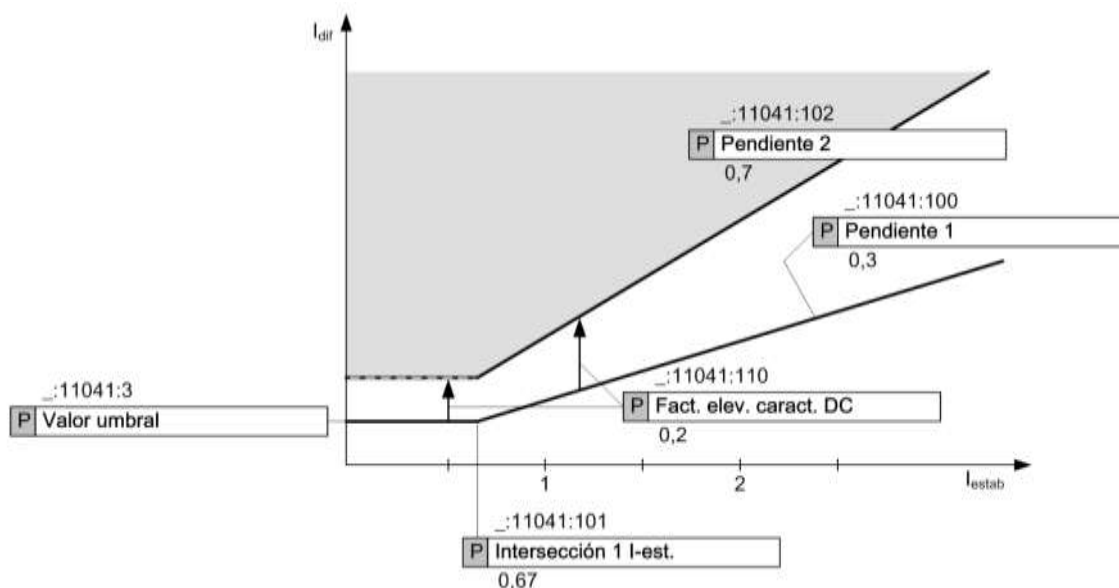


Ilustración 5-8: lógica de detección de corriente continua [2]



**Ilustración 5-9: detección de componentes continuas (IDIFF) [2]**

#### 5.1.1.6.6 Detección de arranque

La elevación del valor de arranque es especialmente útil para motores. De manera distinta que para transformadores, la intensidad de cierre en los motores es una intensidad pasante. También, las intensidades diferenciales pueden aparecer debido a que los transformadores de intensidad antes del cierre tienen diferentes magnetizaciones residuales e incluso características diferentes, y por esta razón proporcionan intensidades a partir de diferentes puntos de trabajo de su histéresis. Estas intensidades diferenciales son, de hecho, mínimas pero pueden producir un disparo intempestivo en caso de un ajuste sensible de la protección diferencial.

Se puede utilizar, como seguridad adicional contra disparos intempestivos en el cierre de un objeto a proteger que ha estado anteriormente sin intensidad, una elevación del valor de reacción durante el arranque.

#### 5.1.1.7 Protección diferencial (IDIFF FAST)

La función  $I_{dif}$  rápido está disponible de manera complementaria a la función de protección diferencial ( $I_{dif}$ ).

Su tarea principal consiste en desconectar rápidamente las faltas internas de alta intensidad. Este procedimiento domina la saturación de transformadores y es estable en caso de faltas transversales externas.

Se combinan dos procedimientos de medida:

- El procedimiento de valores instantáneos
- Un procedimiento a base de filtro

#### 5.1.1.7.1 Procedimiento valores instantáneos

Mediante el procedimiento de valores instantáneos se obtiene una evaluación directa de los valores de muestreo de la intensidad diferencial  $iDif(t)$  y de la intensidad de estabilización  $iEstab(t)$ . Como base sirven igualmente las intensidades ( $i^*$ ) adaptadas en el valor absoluto y en el grupo vectorial. Las intensidades en sentido a los nodos se definen como positivas. La intensidad de estabilización es la intensidad máxima de todos los puntos de medida.

$$i_{Dif,LX}(t) = \left| \sum_{m=1}^N i_{LX,Mm}^*(t) \right|$$

**Ecuación 44: intensidad diferencial [2]**

*x variable (1, 2 y 3) para las intensidades de fase (L1, L2 y L3)*

*m variable (1, 2, ..., N) para los puntos de medida*

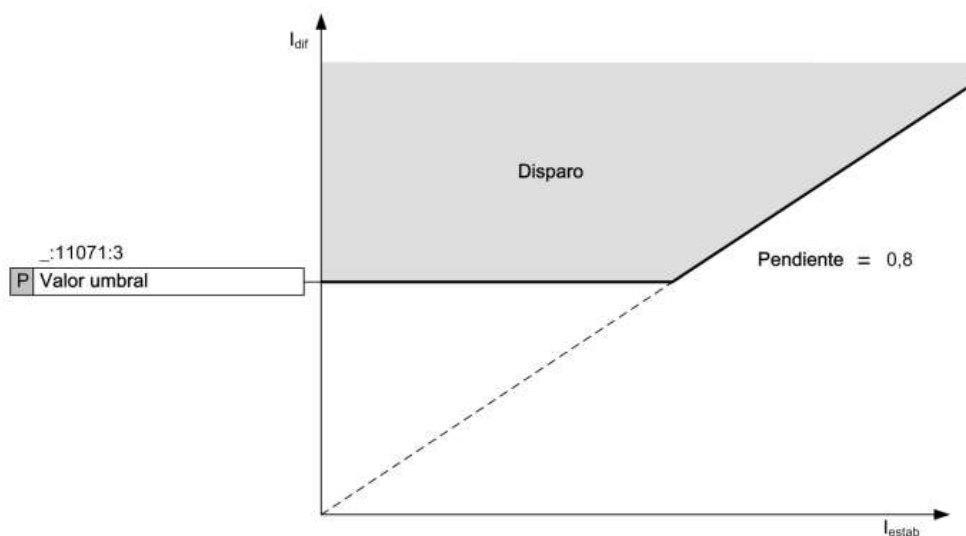
*N número de puntos de medida*

La evaluación de la intensidad de estabilización sirve para detectar las faltas externas de alta intensidad con saturación de los transformadores de medida.

En su algoritmo se procesan las siguientes condiciones:

- Condición 1: La elevación de la intensidad de estabilización  $diEstab(t)/dt$  es determinada constantemente y comparada con un valor umbral interno.
- Condición 2: Después se comprueba si la intensidad diferencial es mayor que la intensidad de estabilización (característica Pendiente en la Figura 6-24):  $iDif(t) > 0,8 \cdot iEstab(t)$
- Condición 3: Después se comprueba si la intensidad diferencial sobrepasa el parámetro Valor umbral ajustado.

Si todas las condiciones anteriores se cumplen, se genera el disparo inmediatamente. Si la primera condición es detectada y la segunda condición no, se bloquea la función por 300 ms.



**Ilustración 5-10: Característica de disparo IDIFF FAST [2]**



#### 5.1.1.7.2 Componente de la onda fundamental

El procedimiento de la onda fundamental opera paralelamente al procedimiento de valores instantáneos.

Aquí se procesan los mismos valores de medida que en el procedimiento Idif. La onda fundamental de la intensidad diferencial y el valor de estabilización son utilizados en la característica de disparo para tomar la decisión de disparo.

En caso de una falta a tierra interna las intensidades homopolares fluyen hacia el lugar de la falta. En caso de una falta a tierra externa, la intensidad de falta se invierte en los transformadores de intensidad de fase. De esta manera, la dirección de intensidad es el criterio de decisión para una falta interna.

#### 5.1.2 Criterios de ajuste de la protección diferencial de faltas a tierra (87N)

La función de protección procesa la intensidad del punto neutro  $I_0^*$  (exactamente  $3I_0$ ) y la intensidad homopolar calculada  $I_0^{**}$  (exactamente  $3I_0$ ) a partir de las intensidades de fase. La zona de protección abarca exclusivamente el devanado del transformador incluyendo los transformadores de intensidad. Las intensidades adaptadas en el valor de medida se describen con el símbolo \*. Éstas son normalizadas a la intensidad nominal del objeto del lado respectivo.

##### 5.1.2.1.1 Influencia del valor de arranque

A partir de las intensidades homopolares se calculan la intensidad diferencial y la intensidad de estabilización. Las flechas de referencia en dirección al objeto a proteger están definidas como positivas

Para el caso de un TI a cada lado del elemento protegido, se realizará el siguiente cálculo:

$$\underline{I}_0^* = k_m \cdot 3\underline{I}_0'$$

$$\underline{I}_0^{**} = k_m \cdot 3\underline{I}_0''$$

$$3\underline{I}_0'' = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

**Ecuación 45: intensidad homopolar [2]**

$$k_m = \frac{I_{nom,transf}}{I_{nom,lado}}$$

**Ecuación 46: factor para la adaptación del valor de medida [2]**

$$I_{dif,PDT} = |\underline{I}_0^* + \underline{I}_0^{**}|$$

**Ecuación 47: intensidad diferencial PDT [2]**

$$I_{est,PDT} = |\underline{I}_0^*| + |\underline{I}_{L1}| + |\underline{I}_{L2}| + |\underline{I}_{L3}|$$

**Ecuación 48: Intensidad estabilización PDT [2]**

$3\underline{I}_0'$  intensidad homopolar medida en el punto neutro

$3I_0''$  intensidad homopolar calculada a partir de las intensidades de fase

$k_m$  factor para la adaptación del valor de medida

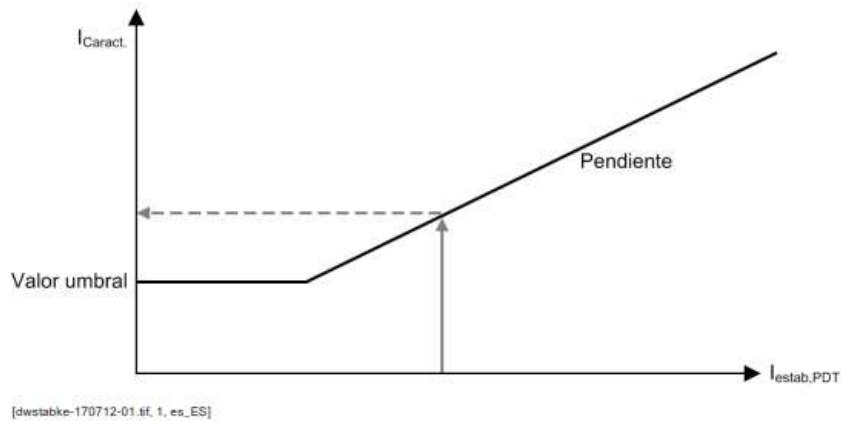
$I_{nom,transf}$  intensidad nominal primaria del transformador

$I_{nom,lado}$  intensidad nominal primaria del lado del transformador

$I_{dif,PDT}$  intensidad diferencial

$I_{est,PDT}$  intensidad de estabilización

Con la intensidad de estabilización calculada se determina, mediante la curva característica, una intensidad característica que representa el valor de arranque para el disparo. Con esto, la función de protección se estabiliza en caso de faltas a tierra externas multipolares, como por ejemplo, una falta a tierra bipolar. Es decir, la función de protección es menos sensible.



**Ilustración 5-11: Característica de la protección diferencial de faltas a tierra [2]**

#### 5.1.2.1.2 Procesamiento de un lado de puesta a tierra en un autotransformador

En un autotransformador puede utilizarse un lado de puesta a tierra trifásico en vez de un punto neutro monofásico.

La intensidad de punto neutro se calcula como suma de las intensidades de fase del lado de puesta a trifásico:

$$I_0^* = k_m \cdot 3I_0'$$

$$3I_0' = I_{tierra,L1} + I_{tierra,L2} + I_{tierra,L3}$$

**Ecuación 49: intensidad homopolar autotransformador [2]**

$$k_m = \frac{I_{nom,transf}}{I_{nom,lado}}$$

Para la intensidad de estabilización es válido:

$$I_{est,PDT} = |I_{L1}| + |I_{L2}| + |I_{L3}| + |I_{tierra,L1}| + |I_{tierra,L2}| + |I_{tierra,L3}|$$

**Ecuación 50: intensidad estabilización autotransformador [2]**

### 5.1.2.1.3 Arranque

Si la intensidad diferencial calculada sobrepasa la intensidad característica calculada, se efectúa arranque y se autoriza el procesamiento interno. El arranque es señalizado.

### 5.1.2.1.4 Característica de disparo

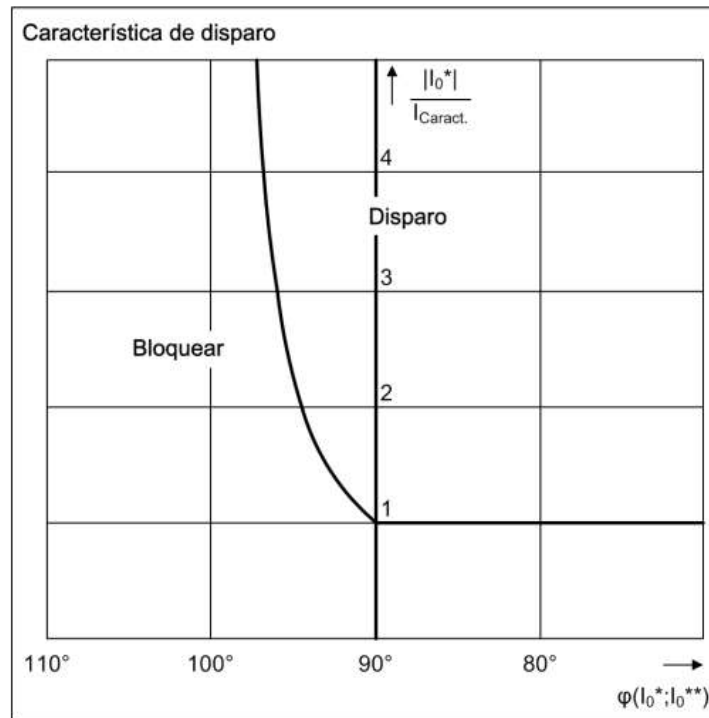


Ilustración 5-12 Característica de disparo de la protección diferencial de faltas a tierra [2]

La curva característica representa 2 partes. En el lado derecho de la característica se representa el caso de una **falta a tierra interna**. Bajo condiciones ideales, el ángulo entre ambas intensidades homopolares ( $(I_0^*, I_0^{**})$ ) es igual a 0. En caso de una saturación del transformador de intensidad pueden producirse errores angulares. El lado derecho de la característica es válido para ángulos  $\leq 90^\circ$ . La intensidad de disparo corresponde a la intensidad que circula por el punto neutro ( $I_0^*$ ). Ésta es comparada con el valor umbral ajustado o elevado.

En caso de una **falta a tierra externa**, la intensidad homopolar calculada a partir de las intensidades de fase gira en  $180^\circ$ . De esta manera, el ángulo de fase entre las intensidades homopolares ( $\angle(I_0^*, I_0^{**})$ ) es igual a  $180^\circ$ . Éstas se encuentran al lado izquierdo de la característica de disparo y muestran un valor de arranque notablemente elevado. En caso de cortocircuitos externos se obtienen ángulos diferentes de  $180^\circ$  por saturación del transformador. La intensidad  $I_{ang, PDT}$  para la Decisión de ángulo se determina mediante la siguiente diferencia y suma:

$$I_{ang, PDT} = |I_0^* - I_0^{**}| - |I_0^* + I_0^{**}|$$

La intensidad resultante, ocurre debido a las condiciones de falta correspondientes que se representan en la figura siguiente. En caso de una falta interna (ángulo =  $0^\circ$ ) resulta una intensidad con un

signo matemático negativo. Si ocurren errores angulares, el signo matemático permanece negativo. El valor absoluto de la intensidad disminuye.

En caso de un cortocircuito externo ( $180^\circ$ ), la intensidad cambia a positiva. Con un ángulo menor ( $<180^\circ$ ) por saturación del transformador, el ángulo permanece positivo. El valor absoluto disminuye igualmente.

Para que pueda efectuarse un disparo, la intensidad del punto neutro  $I_0^*$  debe alcanzar el valor IPDT de disparo. Se calcula de la siguiente manera:

$$I_{ref,Disp} = I_{caract} + k \cdot I_{ang,PDT}$$

**Ecuación 51: intensidad de referencia para el disparo [2]**

$I_{caract}$  Valor de arranque resultante de la elevación del valor de arranque

$k$  Factor (ajustado a fijo 4,05657, mediante el cual el ángulo límite para es exactamente  $100^\circ$ )

.A partir de este ángulo no es posible ningún disparo más)

### 5.1.3 Criterios de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51/51N)

La evaluación del funcionamiento de las funciones de sobrecorriente en el equipo 7UT86 de Siemens, fue detallada en el apartado 4.3.3.

El funcionamiento de la sobrecorriente de fases viene influenciado por los valores de arranque y los tiempos de retardo de los escalones o bloquear los mismos escalones:

- Detección de conexión de carga en frío
- Señal de entrada binaria

A continuación se definen los criterios de ajustes.

#### 5.1.3.1 Escalón con característica independiente de la intensidad (S-int, T-def)

El procedimiento de medida de la función de sobreintensidad de fase con característica dependiente de la intensidad puede realizarse a través de la onda fundamental, o el valor eficaz:

- *Medida de la onda fundamental:* Este método de medida procesa los valores de muestreo de la intensidad y filtra numéricamente la onda fundamental.
- *Medida del valor eficaz:* Este procedimiento de medida determina la amplitud de intensidad a partir de los valores de muestreo según la ecuación de definición del valor eficaz. Se evalúan también los armónicos.

Existen bloqueos que influyen en el funcionamiento de la sobreintensidad de fases y han de considerarse a la hora del cálculo de los ajustes y su implantación en la configuración del equipo:

- Bloqueos del escalón
- Bloqueo de la temporización
- Bloqueo de la temporización de disparo y de la señal de disparo por la función interna del equipo “*Detección de intensidad de Inrush de cierre*”

Otras funciones adicionales pueden producir efectos sobre los parámetros dinámicos:

- Detección de la conexión de carga en frío
- Señal de entrada binaria.

### 5.1.3.2 Escalón con característica dependiente de la intensidad (*S-int, T-inv*)

Si la magnitud de entrada sobrepasa el 1,1 del valor umbral, se procesa la característica de tiempo inverso.

Un procedimiento de medida integral totaliza el tiempo ponderado. El tiempo ponderado resulta de la característica. Aquí se determina con la característica para el valor de intensidad actual el tiempo correspondiente.

Si el tiempo ponderado sobrepasa el valor de 1, el escalón genera un disparo.

Si el valor de medida disminuye por debajo de 1,045 veces el valor de arranque ( $0,95 \times 1,1 \times$  valor umbral) se inicia la reposición. El arranque es señalizado como aviso saliente. El comportamiento de reposición puede ser controlado mediante parámetros de ajuste. Se puede elegir entre una reposición inmediata (el tiempo totalizado se borra) o una reposición según la característica (el tiempo totalizado se reduce en función de la característica). La reposición según la característica (emulación de disco) corresponde a la rotación reversa del disco Ferraris. La reducción ponderada del tiempo empieza a partir de 0,9 del valor umbral ajustado.

Al igual que el escalón con característica de disparo independiente de la intensidad, es necesario tener en cuenta las distintas situaciones de bloqueo que influyen en el comportamiento de la función de protección (véase apartado 5.1.3.1)

Finalmente, la protección de sobreintensidad tendrá que ser ajustada siguiendo los ajustes que continúan

():

- $I_{>>}$  se ajusta un 20% por encima de la máxima intensidad circulante, para disparar instantáneamente en el caso de cortocircuitos en el lado de la alimentación del transformador. Despeja faltas en la zona del devanado cercano a los terminales, en los propios terminales, y en el circuito entre los transformadores de intensidad y el transformador principal
- $I_{>}$  se ajusta al 140% de la intensidad nominal con una temporización adecuada para faltas en el resto del devanado y para faltas en el lado de carga del transformador.

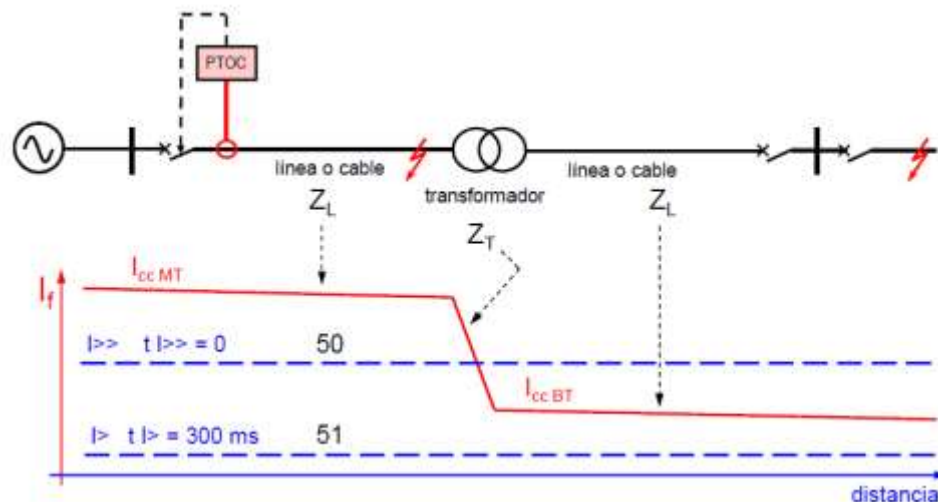


Ilustración 5-13: Ajuste protección sobreintensidad [2]

#### 5.1.4 Criterios de ajuste de la protección de distancia (21)

La función de distancia (apartado 4.3.4) se basa en la relación entre la intensidad y la tensión. A continuación se expondrán los criterios que hay que considerar para el ajuste de los parámetros de la protección de distancia de fases.

##### 5.1.4.1 Selección del bucle

Con este ajuste se controlan los parámetros que influyen en el bucle.

En los sistemas eléctricos en el que existe conexión a tierra del punto neutro rígidamente o a través de baja impedancia, todos los bucles pueden trabajar simultáneamente. El parámetro que controla esta situación es el Mínimo umbral de corriente de fase.

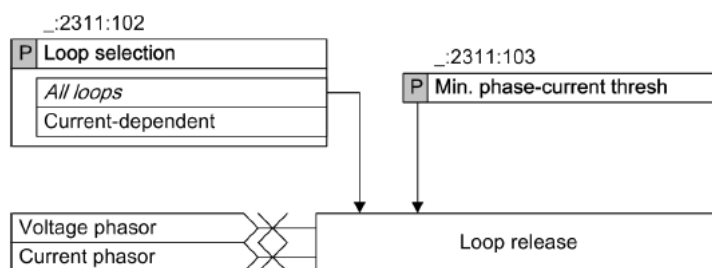
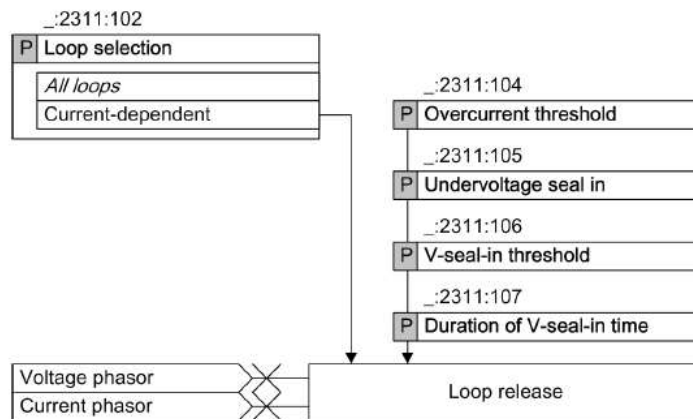


Ilustración 5-14: Selección bucle en sistemas con puesta a tierra [2]

En los sistemas eléctricos en los que no existe conexión a tierra, o que está conectado a través de alta impedancia, para el control de la selección del bucle es necesario un diagnóstico. La selección está controlada por el parámetro dependiente de la corriente.



**Ilustración 5-15: selección bucle en redes sin puesta a tierra [2]**

Los requisitos para la selección del bucle se citan a continuación:

- Pickup monofásico: se utiliza el bucle de fase-tierra
- Pickup bifásico: se utiliza el bucle fase-fase y el cálculo de la impedancia a través de la tensión fase-fase

El resto de criterios y parámetros a considerar para el ajuste de la protección de distancia de fases fueron explicados en el apartado 4.3.4

#### 5.1.5 Criterios de ajuste de la protección de distancia (21N).

La función de distancia (apartado 4.3.4) detecta si existe una falta con contacto a tierra. Para ello ha de contemplarse la relación entre la intensidad y tensión medida.

Si la relación entre impedancia homopolar e impedancia de secuencia positiva aumenta, se eleva la tensión homopolar. Si la relación entre impedancia homopolar e impedancia de secuencia positiva es pequeña, se eleva la intensidad a tierra.

Si una intensidad de fase produce una saturación del transformador de intensidad, se debe cumplir con el criterio de tensión para la detección de faltas a tierra. La saturación irregular del transformador de intensidad puede producir una intensidad homopolar secundaria sin que circule una intensidad homopolar primaria. La interrogación automática del criterio de tensión durante la saturación del transformador de intensidad evita la detección innecesaria de faltas a tierra.

La detección de faltas a tierra, por si misma, no causa un arranque general de la protección de distancia sino que controla los módulos de arranque consecutivos. La detección de faltas a tierra tampoco es señalizada individualmente.

Se citaron en el apartado 4.3.4 las diversas supervisiones que podrían realizarse para la determinación de faltas a tierra. A continuación se definen los criterios de detección de faltas a tierra.

Se recuerda que, el alcance de la protección de distancia es independiente de la intensidad de cortocircuito y es el mismo para faltas bifásicas y trifásicas. La zona 1 se ajusta al 70% de la reactancia del transformador principal.

#### 5.1.5.1 Determinación de faltas a tierra (Criterios de supervisión)

##### 5.1.5.1.1 Intensidad homopolar $3I_0$

El criterio de intensidad homopolar comprueba si la onda fundamental de la suma de intensidades de fase sobrepasa un valor absoluto ajustable.

El criterio de intensidad homopolar está estabilizado contra una reacción de arranque errónea en los casos siguientes:

- Intensidades homopolares debidas a condiciones de carga asimétricas
- Intensidades homopolares con faltas sin contacto a tierra debidas a las diferentes saturaciones de los transformadores de intensidad de fase
- Al reconocer una saturación del transformador

El valor de arranque real se eleva automáticamente cuando las intensidades de fase aumentan. El valor de reposición es de aprox. 95 % del valor de arranque.

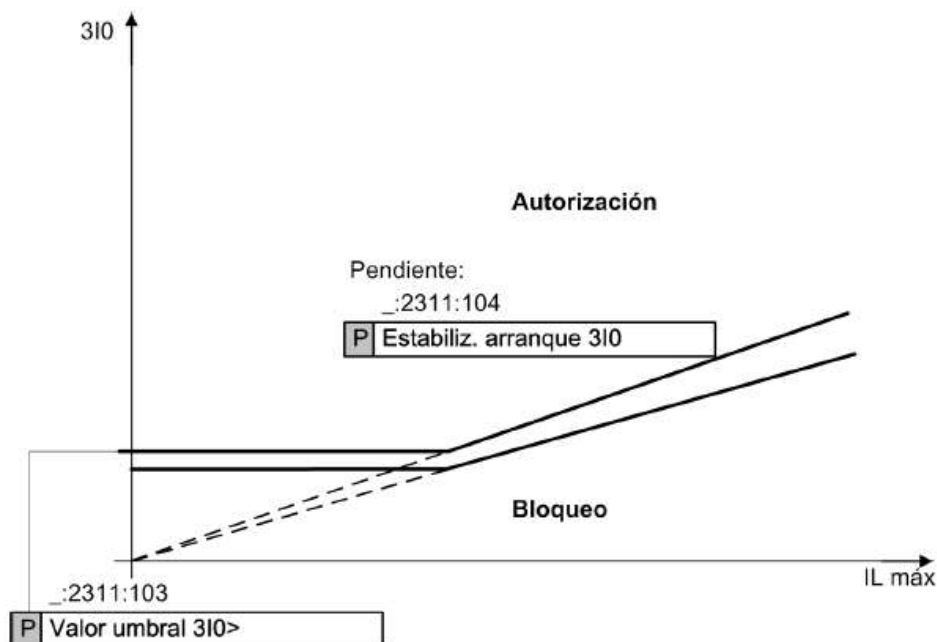


Ilustración 5-16: Criterio de la intensidad homopolar. Característica de arranque [2]

##### 5.1.5.1.2 Intensidad homopolar, intensidad de secuencia negativa ( $3I_0/3I_2$ )



En líneas de gran longitud y sobrecarga, las altas intensidades de carga pueden producir una desestabilización del criterio de intensidad homopolar. Para la detección de faltas a tierra se aplica adicionalmente el criterio de intensidad de secuencia negativa que es independiente de la carga. Aparte de la intensidad homopolar, se supervisa la relación entre la intensidad homopolar y la intensidad de secuencia negativa. Durante una falta monopolar la intensidad de secuencia negativa  $I_2$  es aproximadamente tan grande como la intensidad homopolar  $I_0$ . Si la relación intensidad homopolar/intensidad de secuencia negativa sobrepasa un límite determinado se autoriza este criterio. El criterio intensidad homopolar/intensidad de secuencia negativa está estabilizado contra altas intensidades de secuencia negativa mediante una característica parabólica.

La condición para la autorización del criterio de intensidad homopolar/intensidad de secuencia negativa es una intensidad mínima de  $0,2 \cdot I_{nom}$  para  $3I_0$ .

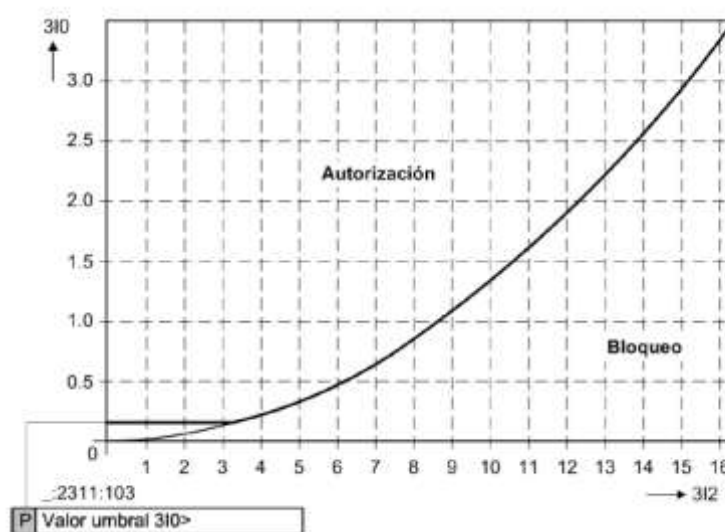


Ilustración 5-17: Criterio  $I_0/I_2$ . Característica de arranque [2]

#### 5.1.5.1.3 Tensión homopolar $U_0$

Se comprueba si la tensión homopolar sobrepasa un valor absoluto ajustado. El valor de reposición es de aprox. 95 % del valor de arranque. En redes puestas a tierra, la supervisión de la tensión homopolar puede ser aplicada como criterio adicional de faltas a tierra.

Adicionalmente a los criterios de supervisión de las situaciones en falta, es importante determinar otros parámetros importantes para el correcto funcionamiento de la protección de distancia.

#### 5.1.5.2 Procedimiento de arranque

El procedimiento de arranque selecciona los bucles de falta a medir. El arranque de impedancia está preconfigurado como procedimiento de arranque.

### 5.1.5.3 *Inclusión de zonas*

Los vectores de impedancia calculados para los bucles de falta se incluyen en las zonas. Para cada zona se ha definido una característica de disparo en el plano R-X. Las siguientes características de disparo están disponibles:

- Característica poligonal
- Característica MHO

En el caso en estudio se utilizará la característica de disparo poligonal, cuyo criterio de ajuste será detallado a continuación.

#### 5.1.5.3.1 Característica poligonal

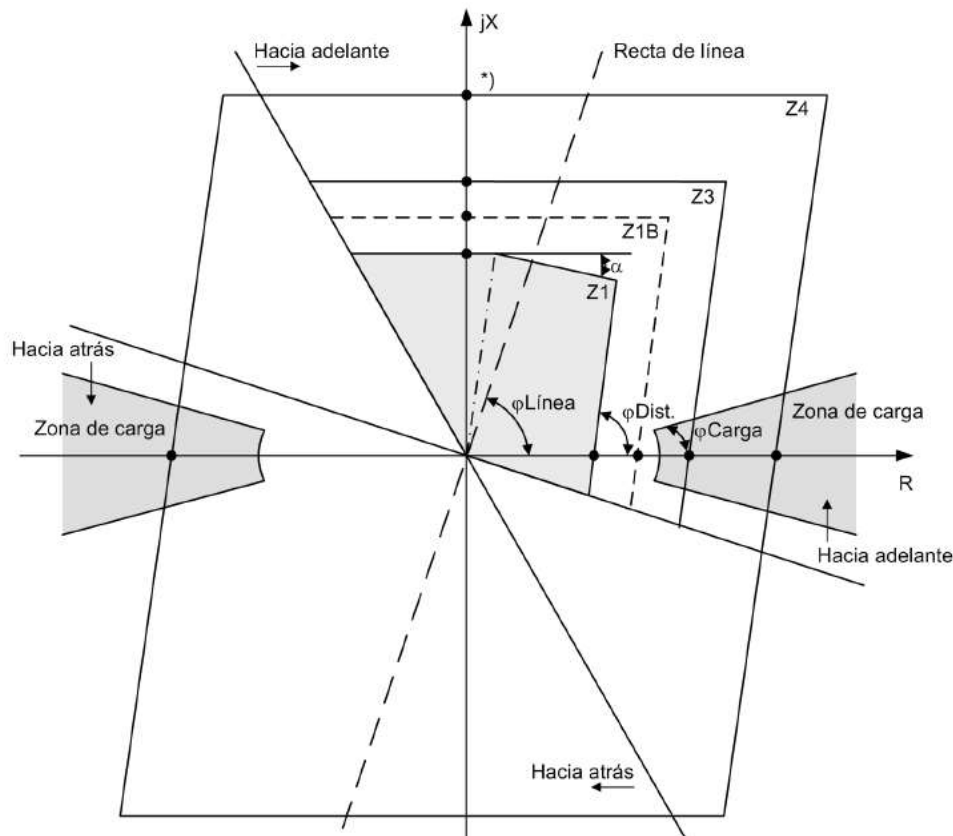
La zona desempeña las siguientes funciones:

- Cálculo de impedancia a partir de los valores de medida de intensidad y tensión
- Inclusión de la impedancia en las zonas
- Generación del arranque y disparo de la zona

Si la impedancia de falta de un bucle se encuentra con seguridad en el polígono operativo de una zona de distancia y la dirección del vector de impedancia corresponde al sentido direccional de la zona, ésta efectúa un arranque. Las informaciones de bucle se convierten en avisos de arranque selectivos por fase. A continuación, los avisos de arranque selectivos por fase de las zonas son procesados en la lógica de salida de la protección de distancia y por las funciones adicionales (por ejemplo, esquema de teleprotección).

La característica poligonal de disparo (polígono operativo) de la zona es un paralelogramo inclinado en el plano R-X. El polígono operativo se define por los parámetros **Alcance X**, **R (f-f)**, **R (f-t)** y la **Inclinación de zona**. Para realizar una estabilización a los límites del polígono las características disponen de una histéresis de 5 %. Si la impedancia de falta se encuentra dentro de un polígono, se elevan los límites en todas las direcciones en 5 %.

La figura siguiente muestra un ejemplo con 4 zonas para la protección de distancia con característica de disparo poligonal.



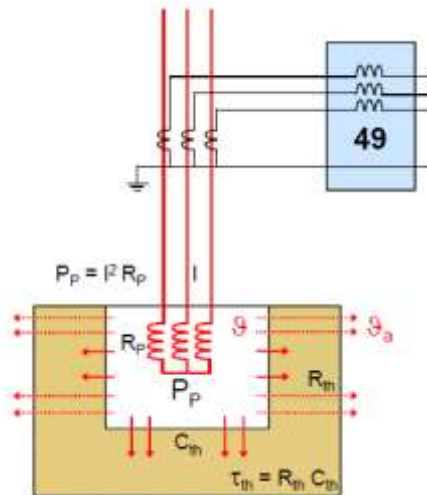
**Ilustración 5-18: Característica de disparo con polígono operativo [2]**

El cálculo de la impedancia puede realizarse para bucles fase-fase y/o fase-tierra. En cada uno de los 6 bucles de fase posibles (L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1), está disponible correspondientemente una componente de medida de impedancia. Una detección de salto sincroniza todas las operaciones de cálculo con la aparición de la falta. Con la sincronización se alcanzan tiempos de disparo mínimos y reproducibles. Si durante la evaluación se produce una nueva falta, se calculan las impedancias con las magnitudes de medida actuales cíclicas. Es decir, la evaluación se efectúa siempre con las magnitudes de medida del estado de falta actual.

Con todos los criterios de la protección de distancia detallados en este apartado, podrán efectuarse satisfactoriamente el cálculo de sus ajustes en el apartado 5.4.

#### 5.1.6 Criterios de ajuste de la Protección de imagen térmica (49T)

La función de imagen térmica (apartado 4.3.4) detecta y supervisa el estado térmico del elemento protegido y lo protege.



**Ilustración 5-19: Protección de imagen térmica [2]**

La intensidad circula por el devanado de la máquina eléctrica en funcionamiento, donde se pierde potencia en el devanado de la resistencia en forma de calor, que parte de él calienta la máquina según su capacidad térmica, y la otra parte se evacua al exterior según su resistencia equivalente.

$$P_p = I^2 \cdot R_p$$

**Ecuación 52: Potencia disipada [2]**

$$\tau_{th} = R_{th} \cdot C_{th}$$

**Ecuación 53: constante térmica de la máquina [2]**

Por tanto, el calentamiento de la máquina eléctrica se rige por la ecuación diferencial siguiente:

$$P_p = C_{th} \cdot \frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta - \theta_a}{R_{th}}$$

**Ecuación 54: Calentamiento de la máquina eléctrica [2]**

$\theta$  temperatura de la máquina

$\theta_a$  temperatura del ambiente exterior o del medio refrigerante

La función de protección de imagen térmica calcula la sobretensión a partir de las intensidades de fase según un modelo térmico equivalente a un cuerpo homogéneo de acuerdo a la ecuación diferencial térmica anterior (véase Ecuación 54: Calentamiento de la máquina eléctrica)

Considerando el factor k, sobrecarga máxima de la máquina respecto a los valores nominales, se obtiene la corriente máxima:

$$I_{max} = k \cdot I_N$$

**Ecuación 55: corriente máxima [2]**

$$\theta_{max} = k^2 \cdot \theta_N$$

**Ecuación 56: sobrecarga máxima de la máquina [2]**

Mientras que, utilizando los valores relativos a la sobrecarga máxima admisible:

$$i = \frac{I}{I_{max}}$$

**Ecuación 57: intensidad relativa de carga [2]**

$$\theta = \frac{\vartheta_N}{\vartheta_{max}}$$

**Ecuación 58: temperatura alcanzada en un tiempo t [2]**

$$\theta_a = \frac{\vartheta_a - 40}{\vartheta_{max}}$$

**Ecuación 59: temperatura ambiente [2]**

Finalmente, la ecuación diferencial se expresa:

$$i^2 = \tau_{th} \cdot \frac{d\theta}{dt} + (\theta - \theta_a)$$

**Ecuación 60: Ecuación diferencial [2]**

Es muy importante identificar correctamente la intensidad nominal del elemento protegido:

- Para transformadores es determinante la intensidad nominal del devanado a proteger que el equipo calcula a partir de la potencia aparente nominal y la tensión nominal
- Para transformadores con regulación de tensión se aplica el devanado no regulado

La solución de la ecuación diferencial térmica, en caso estacionario, es una función exponencial cuya asíntota representa la sobretemperatura final  $\theta$  final. La constante de tiempo  $\tau_{th}$  determina la pendiente. Después de alcanzar un umbral de sobretemperatura ajustable  $\theta$  alarma se genera un aviso de alarma.

Si se sobrepasa el límite de sobretemperatura  $\theta$  Disp. (Sobretemperatura de disparo), se genera inmediatamente un aviso de disparo y se separa el componente de planta de la red. Este valor umbral está especificada al 100 % y corresponde a la temperatura final que se establece con una intensidad permanente máxima admisible ( $I_{m\acute{a}x., admis.}$ ).

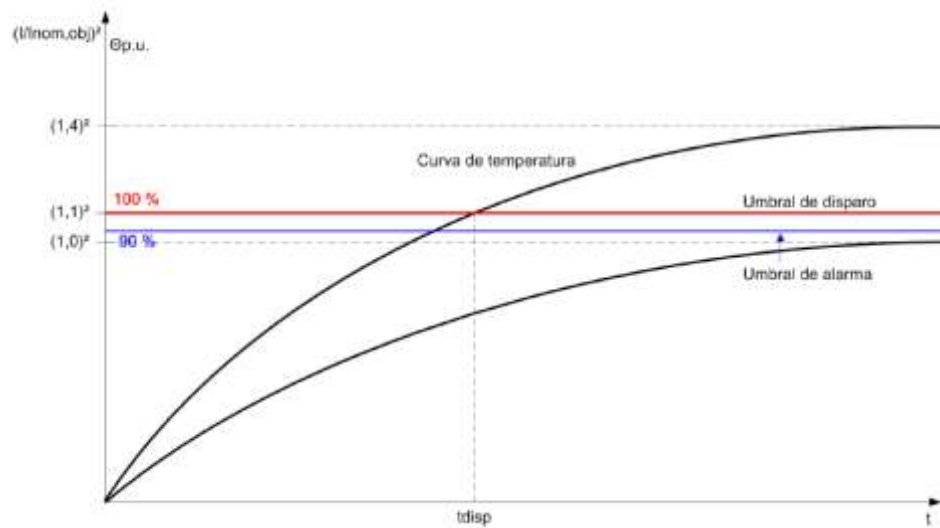


Ilustración 5-20: Variación de temperatura para diferentes intensidades de sobrecarga [2]

Con todos los datos y fórmulas mencionados anteriormente, se puede ilustrar el principio de operación de la imagen térmica

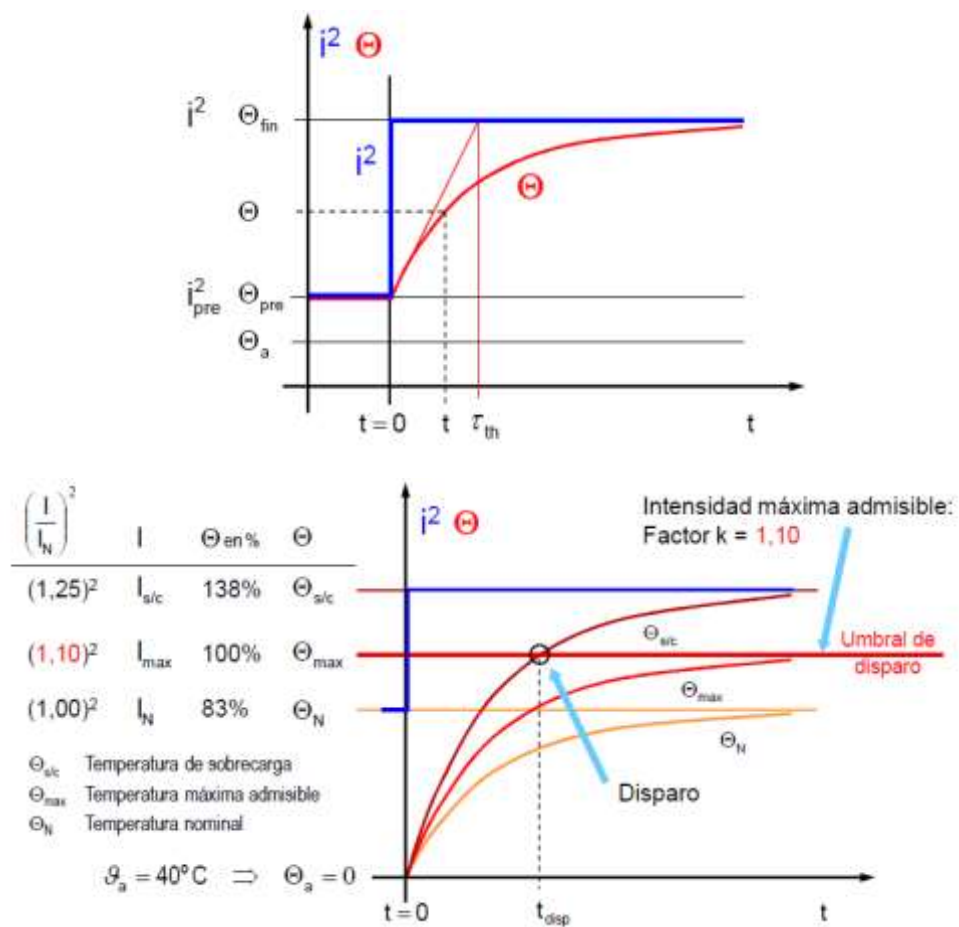


Ilustración 5-21: Principio de operación de la Imagen térmica [2]

Si previamente no hay conectada una carga, el comportamiento del modelo térmico es el siguiente:

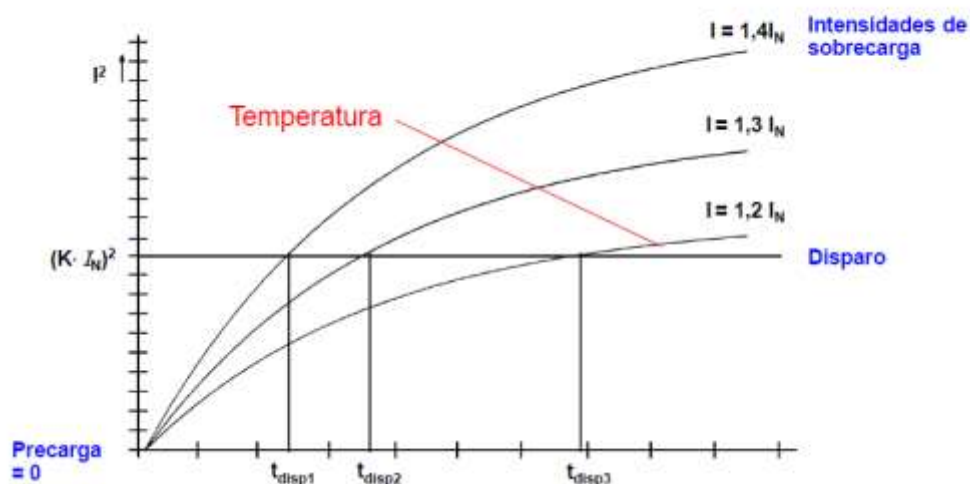


Ilustración 5-22: Comportamiento del modelo térmico sin carga previa [2]

Mientras que, el comportamiento con carga previa es el siguiente:

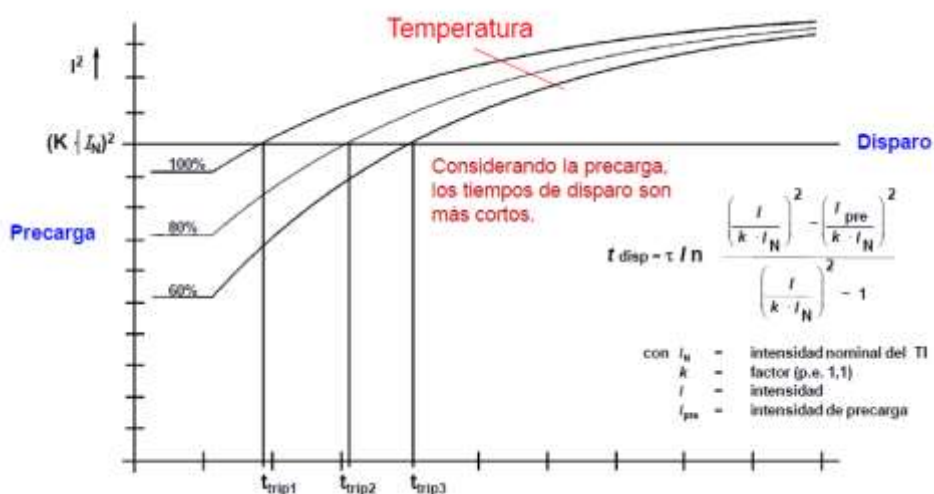


Ilustración 5-23: Comportamiento del modelo térmico con carga previa [2]

El comportamiento y modo de operación de la imagen térmica se rige por el siguiente diagrama de bloques:

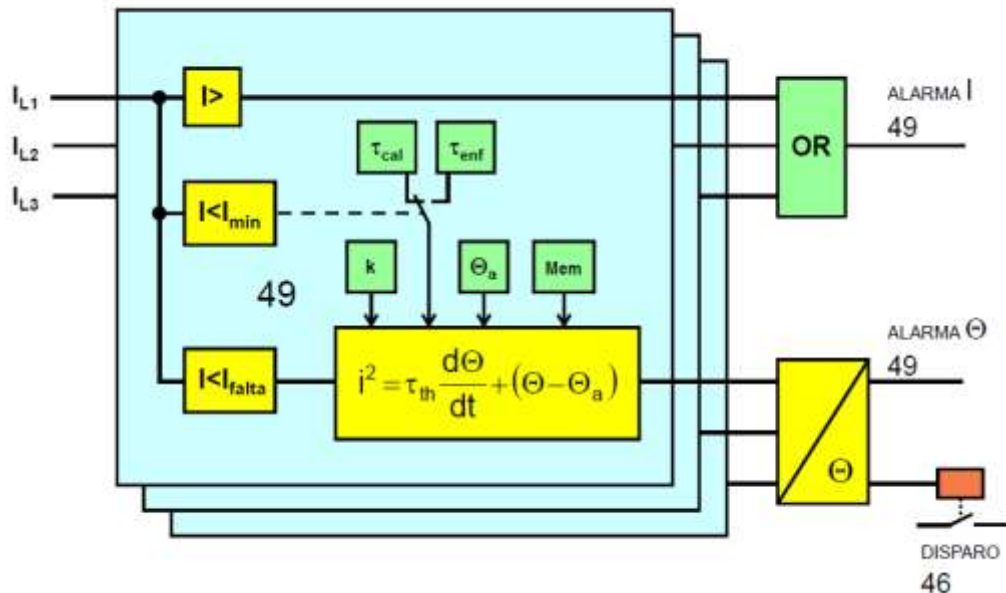


Ilustración 5-24: Diagrama de bloques imagen térmica [2]

#### 5.1.6.1.1 Cálculo de foco térmico 49H

El foco térmico del objeto a proteger es un valor de estado muy importante. El foco térmico más elevado del transformador se encuentra en el aislamiento de las espiras superiores internas y es determinante en la duración de vida útil. La temperatura del medio de refrigeración en el transformador se eleva de abajo hacia arriba. El modo de refrigeración influye el valor del gradiente de temperatura.

#### **CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DEL FOCO TÉRMICO**

La temperatura del foco térmico contiene 3 componentes:

- La temperatura en el punto más caliente del medio de refrigeración (obtenida mediante la detección de temperatura)
- La componente de incremento de temperatura de las espiras causada por la carga del transformador. Ésta determina el gradiente de temperatura desde el foco térmico del devanado al valor superior de la temperatura de aceite.
- La componente de incremento de temperatura de las espiras debido a una alteración brusca de la carga del transformador

Para calcular la temperatura del foco térmico según IEC 60076-7, el equipo de protección requiere las siguientes informaciones:

- Los datos del punto de medida correspondiente
- Los datos de la intensidad del devanado
- Los ajustes de las propiedades características de la refrigeración



Al superarse un umbral ajustable (alarma de temperatura) se genera un aviso y/o un disparo.

Para calcular el foco térmico dentro de un transformador, se establece la suma a partir del valor superior de la temperatura de aceite y la diferencia de temperatura entre el foco térmico y el aceite en la parte superior:

$$\theta_h(t) = \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t)$$

**Ecuación 61: temperatura del foco térmico [2]**

$\theta_h(t)$  Temperatura del foco térmico en °C

$\theta_o(t)$  Valor superior de la temperatura del medio de refrigeración (temperatura de aceite) en °C

$\Delta\theta_h(t)$  Diferencia de temperatura entre el foco térmico del devanado y el aceite en °C

Los dos siguientes factores determinan el comportamiento de la temperatura entre el foco térmico y la temperatura de aceite:

- Alteración de la viscosidad de aceite (comportamiento de fluido del aceite)
- Alteración de la resistencia óhmica de las espiras (dependiente de la carga)

$$\Delta\theta_h(t) = \Delta\theta_{h1}(t) - \Delta\theta_{h2}(t)$$

$$\Delta\theta_{h1}(t) = \Delta\theta_{h1}(t-1) + d\Delta\theta_{h1}(t)$$

## **CÁLCULO DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO**

La duración de vida útil de un aislamiento de celulosa se relaciona a una temperatura de 98 °C en el entorno directo del aislamiento. Por experiencia, una elevación en 6 K significa una reducción a la mitad de la duración de vida útil. Por lo tanto, se obtiene para el envejecimiento relativo V con una temperatura divergente a 98 °C la siguiente ecuación:

$$v = \frac{\text{envejecimiento con } \theta_h}{\text{envejecimiento con } 98^\circ\text{C}} = 2^{(\theta_h - 98^\circ\text{C})/6}$$

**Ecuación 62: envejecimiento relativo [2]**

V Envejecimiento relativo

$\theta_h$  Temperatura del foco térmico en °C

La tasa de envejecimiento medio relativo L resulta estableciendo el valor medio sobre un espacio de tiempo observado de T1 hasta T2. La duración entre T1 y T2 es de 1 min.

$$L = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot \int_{T_1}^{T_2} V \cdot dt$$

**Ecuación 63: tasa de envejecimiento medio relativo [2]**

Con carga nominal continua es válido  $L = 1$  que corresponde a una temperatura de foco térmico de  $98\text{ }^{\circ}\text{C}$ , con valores mayores a 1 se produce un envejecimiento acelerado; por ejemplo, con  $L = 2$  se alcanza solamente la mitad de la duración de vida útil en comparación a las condiciones de carga normales.

El envejecimiento relativo está definido según IEC solamente en el rango de  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$  hasta  $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Este es el rango de trabajo definido para el cálculo de envejecimiento. Las temperaturas menores que  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$  no prolongan el envejecimiento calculado. Los valores mayores que  $140\text{ }^{\circ}\text{C}$  no producen ninguna reducción del envejecimiento calculado.

El cálculo descrito del envejecimiento relativo se relaciona exclusivamente al aislamiento del devanado y, por lo tanto, no es aplicable para otras causas de fallo.

La temperatura del foco térmico se calcula para el grupo funcional asignado al objeto a proteger. Para esto, son utilizadas intensidades de este grupo funcional y la temperatura del medio de refrigeración obtenido del punto de medida de temperatura seleccionado. Como intensidad nominal es válida la intensidad nominal del objeto del grupo funcional correspondiente.

### 5.1.7 Criterios de ajuste de Protección de sobreexcitación (24T)

La función de sobreexcitación (apartado 4.3.6) está preconfigurada con un escalón dependiente y un escalón independiente.

Las magnitudes de entrada de la función de protección corresponden a la tensión y la frecuencia medidas permanentemente. Como tensión se procesa la tensión fase-fase máxima. La frecuencia se determina mediante el procedimiento de diferencia de ángulo (ver 6.27.1 Vista general de la función). A partir de ambas magnitudes se establece el cociente  $U/f$ . Para obtener un valor sin dimensión, se utilizan magnitudes normalizadas.

Por lo tanto, resulta el cociente:

$$\frac{U/U_{nom,obj}}{f/f_{nom}}$$

#### Ecuación 64: cociente de sobreexcitación

$U$  Tensión medida (tensión fase – fase máxima)

$U_{nom, Obj}$  Tensión nominal ajustada del objeto a proteger

$f$  Frecuencia medida

$f_{nom}$  Frecuencia nominal ajustada

Con la definición anterior, la función de protección se relaciona exclusivamente a las magnitudes primarias del objeto a proteger. Una divergencia entre la tensión nominal primaria del transformador de tensión y el objeto a proteger se corrige automáticamente.

La función compara los valores calculados de la relación  $U/f$  medida con el valor umbral y la característica térmica definida por el usuario (véase Ilustración 4-24).

Dependiendo de la característica se genera, después de un tiempo determinado, una señal de salida térmica.

#### **5.1.8 Criterios de ajuste de fallo del interruptor (50BF)**

La función de protección de fallo del interruptor (apartado 4.3.7) inicia su actuación mediante las funciones de protección internas del equipo y/o externamente.

##### **5.1.8.1 Inicio interno**

De forma estándar, la protección fallo del interruptor puede ser iniciada por cualquier escalón de protección interno del equipo que debe activar el interruptor local. El inicio resulta con el disparo de un escalón de protección. En el preajuste se sostiene la señal inicial con un arranque o disparo saliente de la función de protección. De esta manera, la reposición de la función FIP resulta exclusivamente por la detección del interruptor abierto con ayuda del criterio de intensidad o de los contactos auxiliares del interruptor. Si es necesario, la reposición de la función Fallo del interruptor puede obtenerse también con un arranque o disparo saliente de la función de protección (sin sostenimiento de la señal interna). Si es necesario, se pueden retirar escalones o funciones de protección de la configuración como fuentes de inicio. Si se han retirado todas las fuentes de inicio internas del equipo, el inicio sólo puede ser activado externamente.

La configuración de las fuentes de inicio se realiza en los grupos funcionales de protección mediante la matriz de configuración Interacción del interruptor.

##### **5.1.8.2 Inicio externo**

Se inicia a través de una entrada binaria, que se ajusta si el inicio se efectúa externamente con uno o dos canales. La configuración necesaria de las señales de entrada se compara en el ajuste. Si falta alguna configuración, se genera un aviso de error. La disponibilidad funcional adquiere el estado Advertencia.

En el funcionamiento de un canal, el inicio se efectúa solamente por la señal de entrada binaria >Inicio.

En el funcionamiento de dos canales se debe activar adicionalmente la señal binaria de entrada >Autorización, para poder efectuar el inicio. En el preajuste, la señal de inicio externo se desactiva inmediatamente con las señales binarias de entrada salientes (ver Figura 6-258). Si es necesario, se puede sostener la señal de inicio. En este caso, el inicio permanece activo incluso después de desactivarse las señales binarias de entrada.

Para evitar arranques erróneos de la función, se supervisan las señales de entrada.

- Supervisión estática
- Supervisión dinámica

Al efectuarse el inicio se comprueba si el interruptor está cerrado. Para esto, están disponibles el criterio de intensidad y el criterio de contactos auxiliares del interruptor (definidos en los apartados 5.1.8.2.1 y 5.1.8.2.2)

También si el criterio de contactos auxiliares del interruptor está autorizado, se prefiere el cumplimiento del criterio de intensidad, ya que el criterio de intensidad es un concepto seguro para detectar si el interruptor está cerrado. Es decir, si el interruptor ha sido detectado por el criterio de intensidad como cerrado y paralelamente por el criterio de contactos auxiliares como abierto, el interruptor se considera cerrado.

Si no existe ningún flujo de intensidad al momento de inicio, la función sólo puede arrancar mediante el criterio de contacto auxiliar. Para esto, se deben autorizar los contactos auxiliares del interruptor como criterio de detección. Una intensidad que aparece posteriormente, hace un cambio al criterio de intensidad.

Si el interruptor es reconocido como cerrado, la función arranca.

#### 5.1.8.2.1 Criterio de intensidad

El criterio principal para la detección de la posición del interruptor es el criterio de intensidad. Tan pronto una de las intensidades sobrepase el valor umbral para las intensidades de fase y paralelamente una intensidad de plausibilidad sobrepase el valor umbral asignado, se considera el polo del interruptor como cerrado y el criterio de intensidad como criterio cumplido. La intensidad de plausibilidad puede ser una segunda intensidad de fase (comparable con el valor umbral para intensidades de fase) o también la intensidad homopolar o de secuencia negativa (comparable con el valor umbral para intensidades a tierra). La evaluación adicional de una intensidad de plausibilidad eleva la seguridad del criterio.

En cortocircuitos o faltas a tierra, el valor umbral para la intensidad a tierra puede ser aplicado dinámicamente también para las intensidades de fase. Si las intensidades sobrepasan el valor umbral se cumple con el criterio de intensidad. Entonces, el valor umbral para las intensidades de fase ya no está operativo. El cambio se realiza mediante la señal binaria >Val. umbral I a tierra. El algoritmo de medida está optimizado para posibilitar una reposición rápida en caso de una disminución por debajo del valor umbral

#### 5.1.8.2.2 Criterio de contactos auxiliares del interruptor

Mediante parámetros se determina si los contactos auxiliares del interruptor son admisibles como criterio para detectar la posición del interruptor.

Mediante el aviso doble Posición 3-pol. (del bloque funcional Interruptor) se determina si todos los 3 polos del interruptor están cerrados. Si el aviso doble no está configurado, se genera un aviso de error.

Además, la disponibilidad funcional adquiere el estado Advertencia.

Una posición de fallo estática detectada (no una posición intermedia) causa que el criterio de contactos auxiliares no sea aplicado (la señal interna Crit. Aux.: IP act. no se activa).

Las señales mencionadas anteriormente corresponden a la siguiente figura:

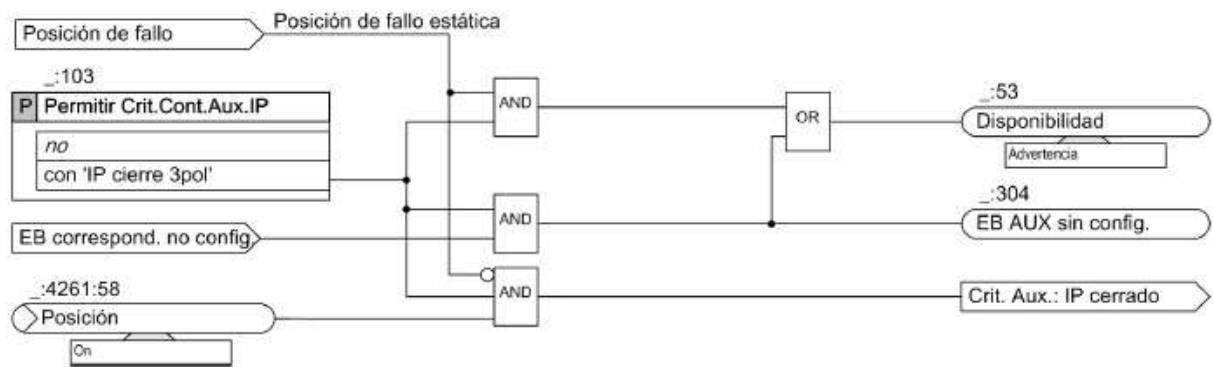


Ilustración 5-25: Lógica criterio de contactos auxiliares del interruptor [2]

Para el correcto ajuste de la función de imagen térmica, ha de tenerse en cuenta los siguientes parámetros que influyen en su funcionamiento:

- *Influencia de la intensidad:* la imagen térmica según el modelo de cuerpo homogéneo tiene validez limitada para sobreintensidades muy elevadas, por lo que se siguen las estrategias de retener la memoria térmica, y la limitación de la intensidad de entrada para la imagen térmica a la intensidad ajustada.
- *Umbrales de alarma:* se genera una alarma antes de alcanzar el umbral de disparo por temperatura y/o intensidad.
- *Reposición de disparo:* Las alarmas se desactivan con un valor fijo de reposición.
- *Comportamiento en caso de fallo de la tensión auxiliar:* se puede guardar el estado térmico por un periodo de hasta 500 minutos.
- *Reseteo de la imagen térmica:* puede realizarse un reseteo manual o a través de un cambio de la parametrización.
- *Arranque de emergencia:* se puede bloquear un disparo o realizar un cierre a pesar de una superación del límite térmico admisible. Esta no tiene influencia en el estado de la memoria térmica.
- *Bloqueo de la función:* en caso de un bloqueo se receta la función arrancada.
- *Bloqueo del cierre:* Esta señal se activa en caso de una superación de la sobretensión de disparo y se desactiva con una disminución por debajo del umbral de reposición.

### 5.1.9 Criterios de ajuste de la función de oscilación de potencia

La función bloqueo de oscilación es una función adicional a la protección de distancia. Ésta opera solamente cuando la función de protección de distancia está activada. Si se reconoce una oscilación, el bloqueo de oscilación bloquea el arranque y el disparo de la protección de distancia. Cada zona de protección de distancia puede ser bloqueada individualmente.

La función bloqueo de oscilación se encuentra en un grupo funcional con 3 entradas de tensión e intensidad como mínimo. Mediante la monitorización, la función obtiene informaciones de estado (especialmente de polos abiertos) relacionadas con el objeto a proteger.

Después de procesos dinámicos como saltos de carga, cortocircuitos, reenganches automáticos u operaciones de mando, puede ocurrir que los generadores tengan que adaptarse bajo las condiciones de oscilación pendular al nuevo balance de potencia de la red. Durante oscilaciones pendulares se conducen a la

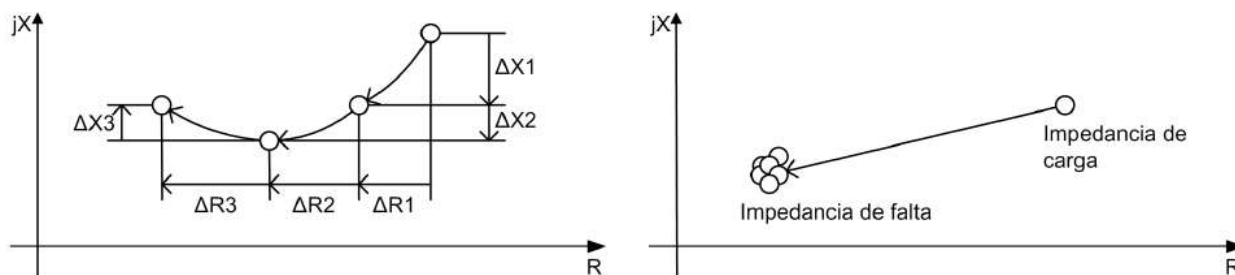
protección de distancia altas intensidades de compensación y – especialmente en el centro eléctrico – pequeñas tensiones. Tensiones pequeñas con altas intensidades al mismo tiempo significan aparentemente impedancias pequeñas que pueden provocar un disparo por la protección de distancia. El bloqueo evita que durante las oscilaciones se produzca un disparo por la protección de distancia.

Las oscilaciones son procesos trifásicos simétricos. Generalmente se puede suponer de una cierta simetría de los valores de medida. Las oscilaciones pueden producirse también durante procesos asimétricos, por ejemplo, después de cortocircuitos o durante una pausa sin tensión monopolar. Por esta razón, la detección de oscilación está estructurada con 3 sistemas de medida. Para cada uno de ellos se dispone de un sistema de medida por el cual está asegurada una detección de oscilación selectiva por fases. En la aparición de cortocircuitos se retira la oscilación detectada en la fase afectada de manera que la protección de distancia puede efectuar un disparo selectivo.

Para detectar una oscilación se mide la velocidad de modificación de los vectores de impedancia.

Para asegurar un funcionamiento seguro y estable de la detección de oscilación sin el riesgo de un disparo intempestivo durante un cortocircuito se utilizan los siguientes criterios de medida:

- Monotonía de la trayectoria
- Continuidad de la trayectoria
- Uniformidad de la trayectoria



**Ilustración 5-26: Vectores de impedancia durante una oscilación de potencia y durante un CC. [2]**

Si el vector de impedancia ingresa a la zona de arranque de la protección de distancia y los criterios de detección de oscilación están cumplidos, se señala una oscilación. La zona de arranque en una característica poligonal está compuesta por los mayores valores de ajuste en valor absoluto de  $R$  y  $X$  de todas las zonas efectivas.

La protección de distancia transfiere informaciones sobre los bucles en sus zonas al bloque de oscilación. Si el bloqueo de oscilación detecta en los bucles con arranque oscilatorio, éste transfiere informaciones selectivas por fase a la protección de distancia respecto a las zonas a bloquear. El propio bloqueo se efectúa en la protección de distancia.

### 5.1.10 Criterios de ajuste protección contra Inrush

La función Detección de intensidad Inrush de cierre (apartado 4.3.9) no es una función de protección propia. Ésta expide una señal de bloqueo durante un proceso de cierre de un transformador a otras funciones de protección. Por esta razón la detección de intensidad de cierre se debe encontrar en el mismo grupo funcional como las funciones a bloquear.

El parámetro de ajuste de bloqueo por Inrush hace una conexión entre la detección de intensidad de cierre y las funciones a bloquear. Si el parámetro es ajustado con la opción “sí”, está operativa la conexión.

Como señal trigger para la sincronización de los procedimientos de medida internos se utiliza una detección de salto o el sobrepaso de un umbral de las funciones a bloquear.

La detección de salto reacciona con una alteración de la intensidad. La superación de un umbral se detecta a causa de un arranque interno de la función de protección a bloquear.

Ha de analizar las siguientes situaciones para su correcto funcionamiento:

- *Análisis de armónicos (Ilustración 5-27):* Con este procedimiento se determina para cada una de las intensidades de fase IL1, IL2 e IL3 la componente de 2do armónico y de la onda fundamental (1er armónico) y se establece con esto el cociente  $I_{2do\ armón.} / I_{1er\ armón.}$ . Si este cociente sobrepasa el valor umbral ajustado, se genera una señal de selectiva por fase. Para la intensidad homopolar se controla también este cociente. Según la conexión, la intensidad homopolar puede ser medida (IN) o calculada (3I0). Disminuyendo por debajo del 95 % del valor umbral ajustado, se produce una reposición del arranque (relación de reposición = 0,95).

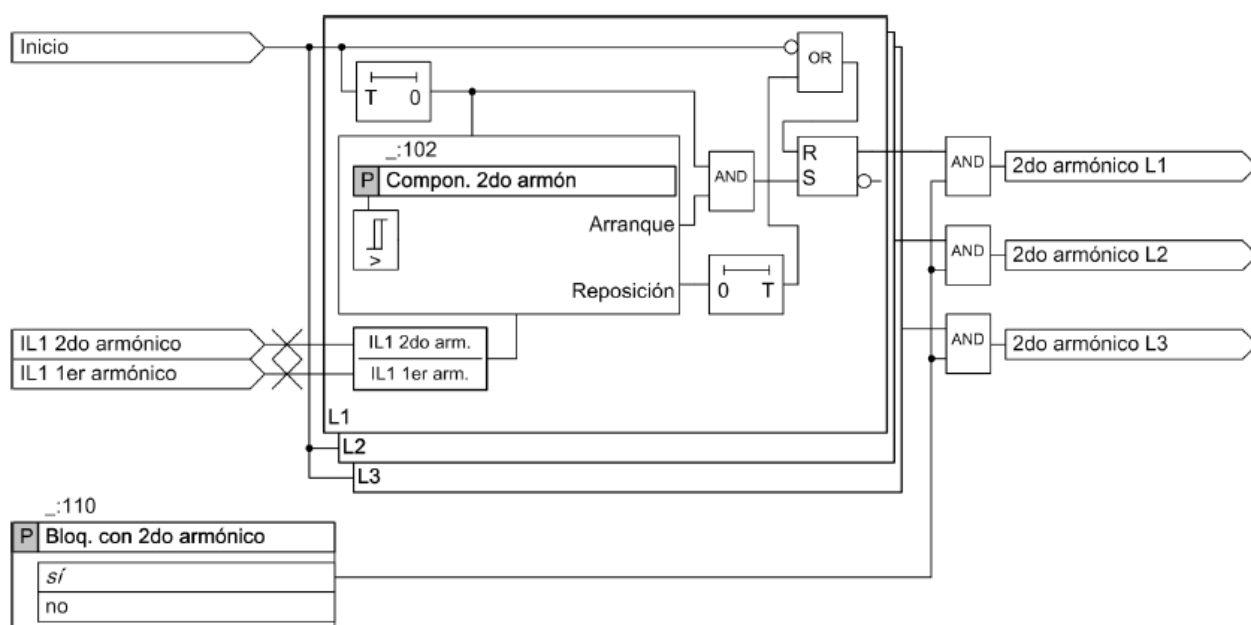


Ilustración 5-27: Lógica Análisis de armónicos [2]

- *Procedimiento CWA (Ilustración 5-29):* El procedimiento CWA efectúa un análisis de la forma de onda de la intensidad de fase IL1, IL2 e IL3. Si las 3 intensidades de fase muestran áreas planas al mismo tiempo, se genera la señal de la detección de intensidad de cierre. La señal es válida simultáneamente para las 3 intensidades. La Ilustración 5-28 muestra un transcurso

típico de la intensidad de cierre, en el cual se pueden reconocer claramente las áreas planas simultáneamente presentes. A partir de la onda fundamental de la intensidad actual (1er armónico) se determina el valor umbral para la identificación de las áreas planas mediante un factor interno. Con el procedimiento CWA se genera una intensidad de prueba que tenga simultáneamente en las tres intensidades de fase áreas planas con anchura mínima de 3 ms.

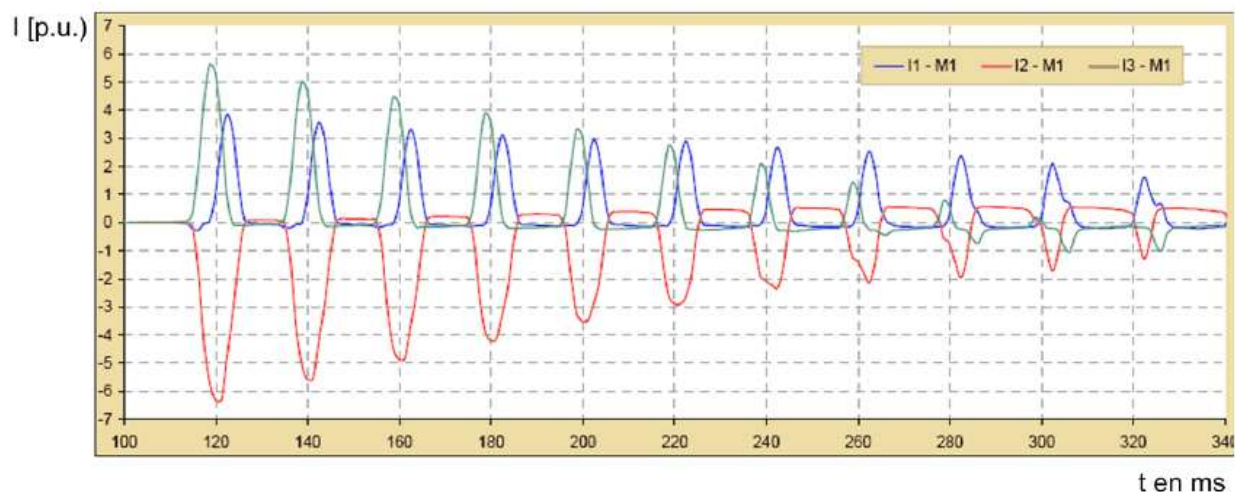


Ilustración 5-28: Transcurso de la intensidad Inrush de cierre (zonas planas)

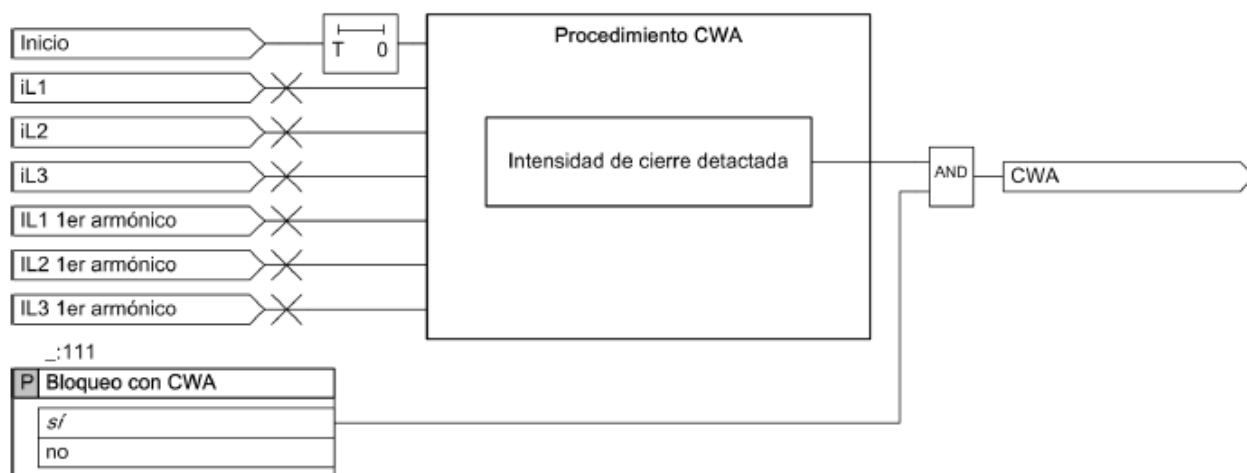


Ilustración 5-29: Lógica Procedimiento CWA [2]



## 5.2 Datos de la red en PSS SINCAL

Para el cálculo de cortocircuitos en la red de transporte donde está localizado el transformador de potencia, se hará uso de la herramienta PSS SINCAL.

Con dicha herramienta se modela la red tal como se muestra en la siguiente figura:

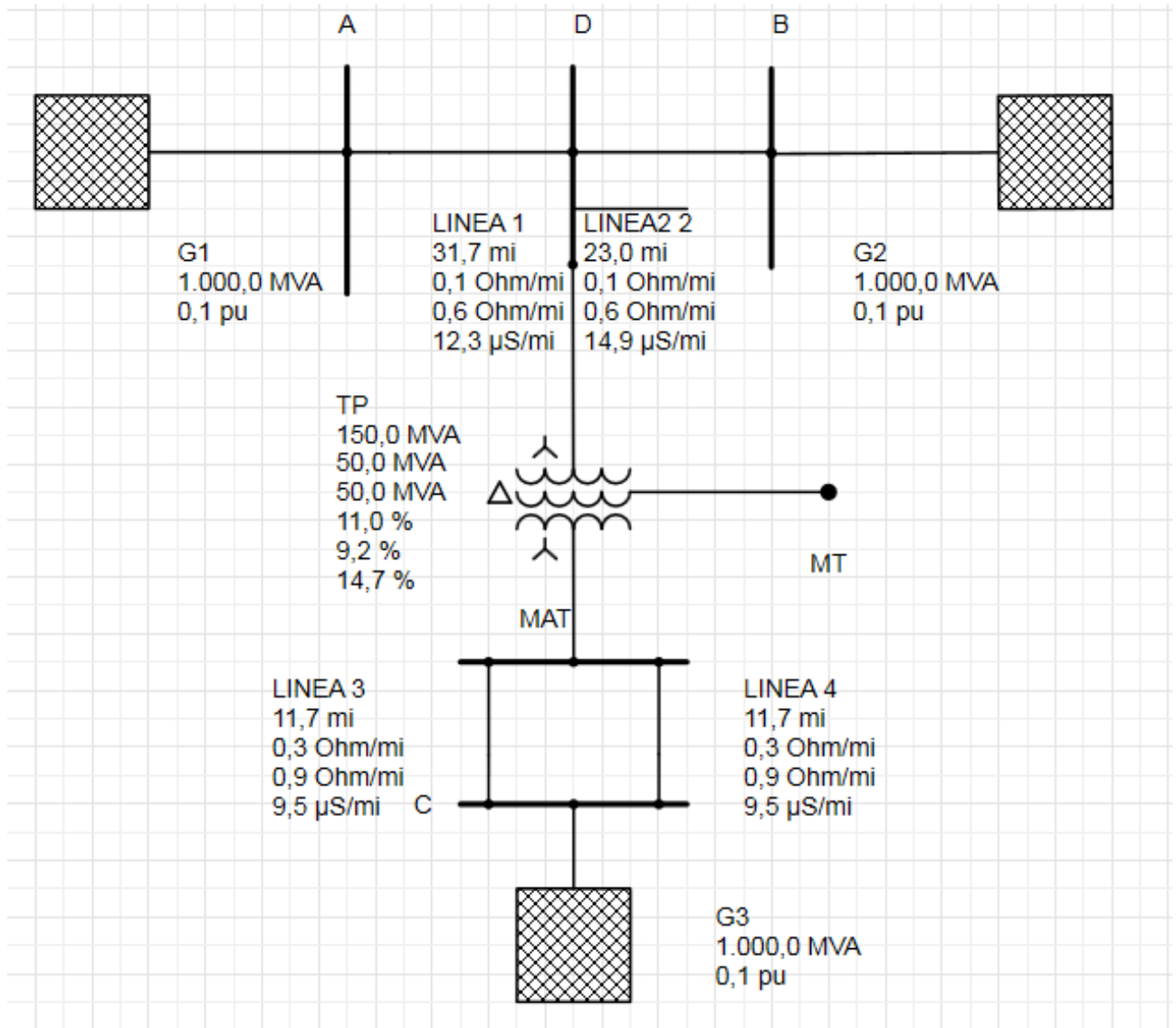


Ilustración 5-30: Modelado de red en PSS SINCAL

Una vez modelada la red, han de introducirse todos los datos correspondientes a cada uno de los elementos (apartado 2.6)

Datos básicos		Datos Elemento		Controlador	
Nodo	A			L123	
Nombre elemento	G1				
Nivel de red	Alta Tensión (220 kV)			<input type="checkbox"/> Suministro equivalente <input type="checkbox"/> Fuera servicio	
Tipo estándar	(Ninguno)				

					Máximo			Mínimo	
Resistencia	R	0,79	Ohm	R	0,79	Ohm	R	0,79	Ohm
Reactancia	X	7,48	Ohm	X	7,48	Ohm	X	7,48	Ohm
Reactancia interior	xi	0,0	%						

Estado Operación			
Tipo Flujo carga	usrc  y delta		
Valor inicial Potencia Act	Pst	0,0	MW
Valor inicial Potencia Rea	Qst	0,0	Mvar
Ángulo voltaje	delta	0,0	°
Voltaje	u	100,0	%

Secuencia Fase-cero			
Aterrizado	Fijo a tierra		
Resistencia Secuenc. cerc	R0	0,87	Ohm
Reactancia Secuenc. cero	X0	6,15	Ohm

Ilustración 5-31: Datos generales Generador 1 en PSS SINCAL

## 5.2.2 Datos PSS SINCAL:Generador 2

Datos básicos		Datos Elemento		Controlador																																	
Nodo	B			L123																																	
Nombre elemento	G2																																				
Nivel de red	Alta Tensión (220 kV)																																				
Tipo estándar	(Ninguno)																																				
<input type="checkbox"/> Suministro equivalente <input type="checkbox"/> Fuera servicio																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> <th>Máximo</th> <th></th> <th>Mínimo</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Resistencia</td> <td>R</td> <td>6,89</td> <td>Ohm</td> <td>R</td> <td>6,89</td> <td>Ohm</td> <td>R</td> </tr> <tr> <td>Reactancia</td> <td>X</td> <td>40,0</td> <td>Ohm</td> <td>X</td> <td>40,0</td> <td>Ohm</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Reactancia interior</td> <td>xi</td> <td>0,0</td> <td>%</td> <td colspan="4"></td> </tr> </tbody> </table>										Máximo		Mínimo		Resistencia	R	6,89	Ohm	R	6,89	Ohm	R	Reactancia	X	40,0	Ohm	X	40,0	Ohm	X	Reactancia interior	xi	0,0	%				
				Máximo		Mínimo																															
Resistencia	R	6,89	Ohm	R	6,89	Ohm	R																														
Reactancia	X	40,0	Ohm	X	40,0	Ohm	X																														
Reactancia interior	xi	0,0	%																																		
Estado Operación																																					
Tipo Flujo carga		usrc  y delta																																			
Valor inicial Potencia Act	Pst	0,0	MW																																		
Valor inicial Potencia Rea	Qst	0,0	Mvar																																		
Ángulo voltaje	delta	0,0	°																																		
Voltaje	u	100,0	%																																		
Secuencia Fase-cero																																					
Aterrizado		Fijo a tierra		Máximo		Mínimo																															
Resistencia Secuenc. cerc	R0	5,75	Ohm	R0max	5,75	Ohm	R0min																														
Reactancia Secuenc. cero	X0	26,0	Ohm	X0max	26,0	Ohm	X0min																														

Ilustración 5-32: Datos generales Generador 2 en PSS SINCAL

Datos básicos		Datos Elemento		Controlador	
Nodo	C			L123	
Nombre elemento	G3				
Nivel de red	Media Alta Tensión (132 kV)			<input type="checkbox"/> Suministro equivalente <input type="checkbox"/> Fuera servicio	
Tipo estándar	(Ninguno)				

		Máximo			Mínimo				
Resistencia	R	2,78	Ohm	R	2,78	Ohm	R	2,78	Ohm
Reactancia	X	107,9	Ohm	X	107,9	Ohm	X	107,9	Ohm
Reactancia interior	xi	0,0	%						

Estado Operación			
Tipo Flujo carga	usrc  y delta		
Valor inicial Potencia Act	Pst	0,0	MW
Valor inicial Potencia Rea	Qst	0,0	Mvar
Ángulo voltaje	delta	0,0	°
Voltaje	u	100,0	%

Secuencia Fase-cero			
Aterrizado	Fijo a tierra		
Resistencia Secuenc. cerc	R0	2,78	Ohm
Reactancia Secuenc. cero	X0	38,23	Ohm

Ilustración 5-33: Datos generales Generador 3 en PSS SINCAL

Datos básicos		Datos Elemento	
Comenzar nodo	A		L123
Nodo final	D		
Nombre elemento	LINEA 1		
Nivel de red	Alta Tensión (220 kV)		
Tipo estándar	(Ninguno)		<input type="checkbox"/> Fuera servicio

Tipo línea	Línea aérea		
Ecuación onda Resistencia	No		
Longitud	l	51,1	km
No. Sistemas Paralelos	p	1,0	1
Factor reducción	f	1,0	1
Resistencia	r	0,063	Ohm/km
Reactancia	x	0,381	Ohm/km
Capacidad	c	20,197	nF/km
Pérdidas a tierra	va	0,0	kW/km
Frecuencia nominal	fn	50,0	Hz
Voltaje nominal	Un	220,0	kV
Corriente Límite térmica	Ith	0,0	kA
Ref. Corriente SC (1s)	IIs	0,0	kA
Temperatura Final de SC	Tienda	0,0	°C

Sección transversal	q	0,0	mm <sup>2</sup>
Info. Conductor			
Coeficiente Temp.	alfa	0,004	1/°C
Line Temperature		(Ninguno)	
Voltaje max.	Umax	0,0	kV
Separación conductores	d	50,0	cm
Separación promedio cor	da	50,0	cm

Secuencia Fase-cero			
Resistencia Secuenc. cerc	r0	0,279	Ohm/km
Reactancia Secuenc. cero	x0	0,914	Ohm/km
Capacitancia Secuenc. ce	c0	17,225	nF/km

Ilustración 5-34: Datos generales Línea 1 en PSS SINCAL

Datos básicos		Datos Elemento	
Comenzar nodo	D		L123
Nodo final	B		
Nombre elemento	LINEA2 2		
Nivel de red	Alta Tensión (220 kV)		
Tipo estándar	(Ninguno)		<input type="checkbox"/> Fuera servicio

Tipo línea	Línea aérea
Ecuación onda Resistencia	No
Longitud	l 37,05 km
No. Sistemas Paralelos	p 1,0 1
Factor reducción	f 1,0 1
Resistencia	r 0,0588 Ohm/km
Reactancia	x 0,3654 Ohm/km
Capacidad	c 24,575 nF/km
Pérdidas a tierra	va 0,0 kW/km
Frecuencia nominal	fn 50,0 Hz
Voltaje nominal	Un 220,0 kV
Corriente Límite térmica	Ith 0,0 kA
Ref. Corriente SC (1s)	Ils 0,0 kA
Temperatura Final de SC	Tienda 0,0 °C

Sección transversal	q	0,0	mm <sup>2</sup>
Info. Conductor			
Coefficiente Temp.	alfa	0,004	1/°C
Line Temperature		(Ninguno)	
Voltaje max.	Umax	0,0	kV
Separación conductores	d	50,0	cm
Separación promedio cor	da	50,0	cm

Secuencia Fase-cero			
Resistencia Secuenc. cerc	r0	0,268	Ohm/km
Reactancia Secuenc. cero	x0	0,885	Ohm/km
Capacitancia Secuenc. ce	c0	21,459	nF/km

Ilustración 5-35: Datos generales Línea 2 en PSS SINCAL

Datos básicos		Datos Elemento	
Comenzar nodo	C		L123
Nodo final	MAT		
Nombre elemento	LINEA 3		
Nivel de red	Media Alta Tensión (132 kV)		
Tipo estándar	(Ninguno)		<input type="checkbox"/> Fuera servicio

Tipo línea	Línea aérea		
Ecuación onda Resistencia	No		
Longitud	l	18,9	km
No. Sistemas Paralelos	p	1,0	1
Factor reducción	f	1,0	1
Resistencia	r	0,169	Ohm/km
Reactancia	x	0,539	Ohm/km
Capacidad	c	15,685	nF/km
Pérdidas a tierra	va	0,0	kW/km
Frecuencia nominal	fn	50,0	Hz
Voltaje nominal	Un	132,0	kV
Corriente Límite térmica	Ith	0,0	kA
Ref. Corriente SC (1s)	Ils	0,0	kA
Temperatura Final de SC	Tiend	0,0	°C

Sección transversal	q	0,0	mm <sup>2</sup>
Info. Conductor			
Coeficiente Temp.	alfa	0,004	1/°C
Line Temperature		(Ninguno)	
Voltaje max.	Umax	0,0	kV
Separación conductores	d	50,0	cm
Separación promedio cor	da	50,0	cm

Secuencia Fase-cero			
Resistencia Secuenc. cerc	r0	1,099	Ohm/km
Reactancia Secuenc. cero	x0	1,618	Ohm/km
Capacitancia Secuenc. ce	c0	10,037	nF/km

Ilustración 5-36: Datos generales Línea 3 en PSS SINCAL

Datos básicos		Datos Elemento	
Comenzar nodo	C		L123
Nodo final	MAT		
Nombre elemento	LINEA 4		
Nivel de red	Media Alta Tensión (132 kV)		
Tipo estándar	(Ninguno)		<input type="checkbox"/> Fuera servicio

Tipo línea	Línea aérea
Ecuación onda Resistencia	No
Longitud	18,9 km
No. Sistemas Paralelos	1,0 1
Factor reducción	1,0 1
Resistencia	0,169 Ohm/km
Reactancia	0,539 Ohm/km
Capacidad	15,685 nF/km
Pérdidas a tierra	0,0 kW/km
Frecuencia nominal	50,0 Hz
Voltaje nominal	132,0 kV
Corriente Límite térmica	0,0 kA
Ref. Corriente SC (1s)	0,0 kA
Temperatura Final de SC	0,0 °C

Sección transversal	q	0,0 mm <sup>2</sup>
Info. Conductor		
Coeficiente Temp.	alfa	0,004 1/°C
Line Temperature		(Ninguno)
Voltaje max.	Umax	0,0 kV
Separación conductores	d	50,0 cm
Separación promedio cor	da	50,0 cm

Secuencia Fase-cero		
Resistencia cero /pos.	r0/r1	1,099 pu
Reactancia cero /pos.	x0/x1	1,618 pu
Capacitancia Secuenc. ce	c0	10,037 nF/km

Ilustración 5-37: Datos generales Línea 4 en PSS SINCAL



## 5.2.8 Datos PSS SINCAL: Transformador principal

Datos básicos		Datos Elemento	Controlador	Protección
Nodo 1	D		► ◄	
Nodo 2	MAT		► ◄	
Nodo 3	MT		► ◄	
Nombre elemento	TP			
Nivel de red	Alta Tensión (220 kV)		►	
Tipo estándar	(Ninguno)		▼	<input type="checkbox"/> Fuera servicio

Transformer Data									
Voltaje nominal	Un1	220,0	kV	Un2	132,0	kV	Un3	36,0	kV
Potencia nominal Paso	Sn12	150,0	MVA	Sn23	50,0	MVA	Sn31	50,0	MVA
Potencia carga total	Smax1	0,0	MVA	Smax2	0,0	MVA	Smax3	0,0	MVA
Ref. Voltaje Cortocircuito	uk12	11,009	%	uk23	9,174	%	uk31	14,68	%
Voltaje SC - Parte Ohmica	ur12	0,001	%	ur23	0,001	%	ur31	0,001	%
Corriente sin carga	i0	0,0	%						
Pérdidas hierro	Vfe	0,0	kW						
Agregue. Rotación	fi1	0,0	°	fi2	0,0	°	fi3	0,0	°
Grupo vectorial		YN0			YN0			D11	

Secuencia Fase-cero											
		1 - 2			2 - 3			3 - 1			
Reactancia cero /pos.	X0/X1	1,0	pu		X0/X1	1,0	pu		X0/X1	1,0	pu
Resistencia cero /pos.	R0/R1	1,0	pu		R0/R1	1,0	pu		R0/R1	1,0	pu
Pas1		Conectado a tierra			Conectado a tierra						
impedancia de punto neutro		Conectado a tierra									

Ilustración 5-38: Datos generales Transformador Principal en PSS SINCAL

### 5.3 Cortocircuitos en PSS SINCAL

Para la selección y ajuste de las protecciones es necesario realizar un estudio de los posibles cortocircuitos de la red de localización del transformador en estudio.

Teóricamente, usando las impedancias de los elementos de la red se realizan los cálculos correspondientes a las faltas mínimas y máximas del sistema, en aquellos puntos que sean de interés. Se emplearán los valores de las reactancias subtransitorias para el cálculo de de corriente máxima de cortocircuito.

En la siguiente tabla se muestran los valores de las aportaciones de las corrientes para cada una de las faltas necesarias:

	220kV	132kV	36kV
CC bifásico barras 220kV	350 A	580 A	0 A
CC bifásico barras 132kV	2290 A	3820 A	0 A
CC bifásico barras 36kV	400 A	130 A	5110 A
CC trifásico barras 220kV	400 A	-670 A	0 A
CC trifásico barras 132kV	-2650 A	4410 A	0 A
CC trifásico barras 36kV	-810 A	-260 A	5900 A
CC monofásico barras 220kV	810 A	800 A	0 A
CC monofásico barras 132kV	2590 A	4990 A	0 A
CC monofásico barras 36kV	0 A	0 A	0 A
CC trifásico 80% línea 1	299,83 A	499,71 A	0 A
CC trifásico 80% línea 2	279,29 A	465,48 A	0 A
CC trifásico 80% línea 3	2079,40 A	3465,67 A	0 A
CC monofásico 80% línea 1	467,27 A	499,03 A	0 A
CC monofásico 80% línea 2	470,9 A	502,67 A	0 A
CC monofásico 80% línea 3	1778,35	3372,73	0 A

### 5.4 Cálculo de los ajustes para las funciones principales y de respaldo

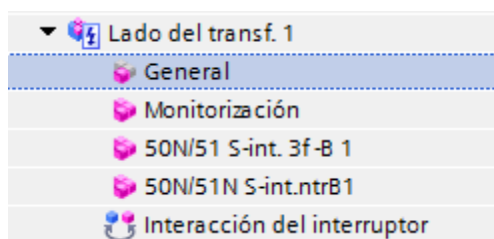
La implementación de los ajustes calculados a lo largo de esta sección, se realizará en la herramienta de configuración de los equipos SIPROTEC 5 de Siemens, llamado DIGSI 5.

#### 5.4.1 Ajustes correspondientes a la Prot. Diferencial de transformador 87T

Para el ajuste de la protección diferencial de transformador, habrá que realizar modificaciones en los siguientes grupos e ajustes

- Lado AT 220 kV
- Lado MAT 132 kV
- Lado MT 36 kV
- Transformador Diferencial 1

#### 5.4.1.1 Lado 1 del transformador: AT 220 kV



**General**

---

**Valores nominales**

911.91.103	Potencia aparente nom.:	150,00	MVA
911.91.102	Tensión nominal:	220,00	kV
911.91.101	Intensidad nominal:	394	A

---

**Datos del lado**

911.91.149	Tratamiento del neutro:	puesto a tierra
911.91.104	Modo conexión:	Y
911.91.163	Número de grupo vectorial:	0
911.91.130	Número del lado:	Lado 1
911.91.210	MI3f. 1 usa punto med. c. ID:	1
911.91.214	MI-1f. usa punto .med.c. ID:	8
911.91.215	Fact. adaptación MI-3f. 1:	2,032
911.91.223	Fact. adaptación MI-3f.:	2,032

---

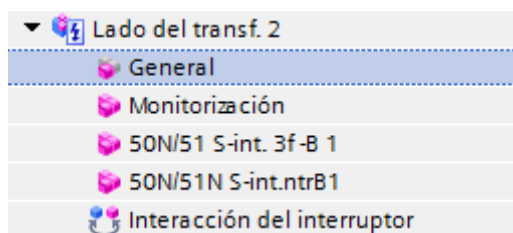
**Conmutador tomas de transform.**

911.91.44	Conmutador de tomas:	Ningún
-----------	----------------------	--------

Ilustración 5-39: Datos generales Transformador Lado 1 en DIGSI 5

- Potencia aparente nominal del transformador de potencia: 150 MVA
- Tensión nominal del lado de alta tensión: 220 kV
- Tratamiento del neutro: puesto a tierra rígidamente
- Modo de conexión del devanado primario del transformador: Estrella Y
- Número del grupo vectorial del devanado primario del transformador: 0

#### 5.4.1.2 Lado 2 del Transformador: MAT 132kV



**General**

---

**Valores nominales**

912.91.103	Potencia aparente nom.:	150,00	MVA
912.91.102	Tensión nominal:	110,00	kV
912.91.101	Intensidad nominal:	787	A

**Datos del lado**

912.91.149	Tratamiento del neutro:	puesto a tierra
912.91.104	Modo conexión:	Y
912.91.163	Número de grupo vectorial:	0
912.91.130	Número del lado:	Lado 2
912.91.210	MI3f. 1 usa punto med. c. ID:	2
912.91.214	MI-1f. usa punto .med.c. ID:	5
912.91.215	Fact. adaptación MI-3f. 1:	1,270
912.91.223	Fact. adaptación MI-3f.:	1,270

**Conmutador tomas de transform.**

912.91.44	Conmutador de tomas:	Ningún
-----------	----------------------	--------

Ilustración 5-40: Datos generales Transformador Lado 2 en DIGSI 5

- Potencia aparente nominal del transformador de potencia: 150 MVA
- Tensión nominal del lado de alta tensión: 132 kV
- Tratamiento del neutro: puesto a tierra rígidamente
- Modo de conexión del devanado primario del transformador: Estrella Y
- Número del grupo vectorial del devanado primario del transformador: 0

### 5.4.1.3 Lado 2 del transformador: MT 36kV

▼ Lado del transf. 3

- General
- Monitorización
- 50N/51 S-int. 3f-B 1
- 50N/51N S-int.ntrB1
- Interacción del interruptor

**General**

**Valores nominales**

913.91.103	Potencia aparente nom.:	40,00	MVA
913.91.102	Tensión nominal:	25,60	kV
913.91.101	Intensidad nominal:	902	A

**Datos del lado**

913.91.149	Tratamiento del neutro:	puesto a tierra
913.91.104	Modo conexión:	D
913.91.163	Número de grupo vectorial:	11
913.91.130	Número del lado:	Lado 3
913.91.210	MI3f. 1 usa punto med. c. ID:	3
913.91.214	MI-1f. usa punto .med.c. ID:	4
913.91.215	Fact. adaptación MI-3f. 1:	2,217
913.91.223	Fact. adaptación MI-3f.:	0,443

**Conmutador tomas de transform.**

913.91.44	Conmutador de tomas:	Ningún
-----------	----------------------	--------

Ilustración 5-41: Datos generales Transformador Lado 3 en DIGSI 5

- Potencia aparente nominal del transformador de potencia: 150 MVA
- Tensión nominal del lado de alta tensión: 36 kV
- Tratamiento del neutro: puesto a tierra rígidamente
- Modo de conexión del devanado primario del transformador: Triángulo D
- Número del grupo vectorial del devanado primario del transformador: 11

#### 5.4.1.4 Transformador diferencial 1 – tratamiento de la intensidad homopolar

##### 5.4.1.4.1 Intensidad a tierra medida por el lado 1/lado2/lado3

- **SI:** se efectúa una corrección de la intensidad homopolar. Se alcanza una sensibilidad más alta en caso de faltas a tierra monopolaes. Si se debe considerar el transformador de intensidad del punto neutro en la protección diferencial, se debe ajustar a SI.
- **NO:** produce la eliminación de la intensidad homopolar.

Para el caso en estudio no hará falta una sensibilidad tan alta, por lo que el ajuste se establecerá a NO.

##### 5.4.1.4.2 Ajuste de los parámetros de la característica de disparo

###### **VALOR UMBRAL=0.2**

Con este parámetro se ajusta el umbral de arranque de la intensidad diferencial, siendo el valor total de intensidad que se introduce en la zona a proteger en caso de cortocircuito, independientemente de cómo se reparta entre los lados del objeto a proteger.

El valor de arranque se relaciona a la intensidad nominal del objeto a proteger. En el caso del transformador, se puede seleccionar un ajuste sensible ya que la intensidad de magnetización es relativamente baja.

El valor 0,2 I/Inom,obj es un valor de compromiso entre la sensibilidad y la posible influencia de las interferencias.

Si las intensidades nominales de los TIs difieren notablemente de la intensidad nominal del objeto a proteger o de los diversos puntos de medida, se debe contar con tolerancias de medida mayores.

Si la posición del conmutador de tomas no puede o no debe ser considerada en la protección diferencial, como es el caso de estudio, se ha de aumentar el valor de arranque levemente frente al valor preajustado.

##### 5.4.1.4.3 Intensidad de estabilización del punto de intersección de la pendiente 1

###### **INTERSECCION 1 I-est=0.67**

Se utiliza la intensidad máxima del punto de medida.

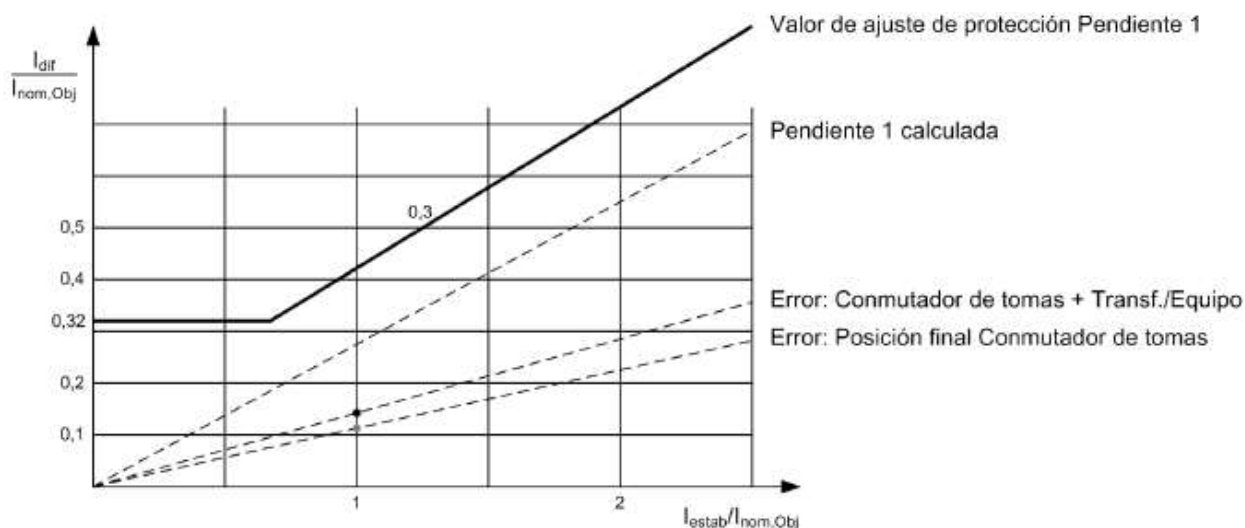
##### 5.4.1.4.4 Ajuste en % de la pendiente 1

###### **PENDIENTE 1=0.3**

Se evita el disparo intempestivo de la protección diferencial durante faltas externas de baja intensidad debido a los errores de los TIs (estacionarios y dinámicos)

Si la posición del conmutador de tomas no puede o no debe ser considerada en la protección diferencial, ha de comprobarse la corriente. Esta debe ser al menos el doble que los errores de intensidad posibles, considerando un factor para el error de 1,2.

La pendiente de la diferencial considerando el conmutador de tomas es el siguiente:



**Ilustración 5-42: Ajuste Pendiente 1 de Prot. Diferencial de transformador**

#### 5.4.1.4.5 Intensidad de estabilización del punto de intersección de la pendiente 2

**INTERSECCION 2 I-rest=2,5**

Se determina a partir de qué intensidad de estabilización empieza la pendiente 2.

#### 5.4.1.4.6 Ajuste en % de la pendiente 2

**PENDIENTE 2=0,7**

Se evita un disparo intempestivo de la protección diferencial durante faltas externas de alta intensidad debido a los errores de transformación de los transformadores de intensidad. Típicamente es el doble del valor ajustado para la pendiente.

#### 5.4.1.4.7 Detección de arranque

**DET.ARRANQUE=NO**

Si se accionan motores mediante el transformador a proteger, se recomienda activar la detección de arranque para evitar un disparo intempestivo durante las intensidades de arranque de los motores. También recomendado para la protección de reactancias de compensación.

El resto de parámetros incluidos en la detección de arranque no aplican debido al valor ajustado a NO.

#### 5.4.1.4.8 Factor de elevación de la característica de disparo por detección de componente de corriente continua

**FACTOR ELEVACION CARACTERÍSTICA DC=2,3**

Este parámetro siempre está activo. Debido a las componentes de CC pueden producirse, con intensidades bajas, problemas de transformación en los TI. Por esta razón, se elevan con el factor ajustable Valor umbral y Pendiente 1. El valor por defecto es de 2,0, pero la aplicación en estudio será elevado hasta el valor de 2,3.

#### 5.4.1.4.9 Bloqueo con segundo armónico por detección de intensidad de cierre

##### **BLOQ. CON 2DO ARMÓNICO=SI**

Tiene que estar siempre activo para las aplicaciones de transformador.

#### 5.4.1.4.10 Componente de segundo armónico para bloqueo

##### **COMPON. 2DO ARMON=15%**

El valor preajustado de 15% es suficiente para muchas aplicaciones. En casos excepcionales, con un contenido mínimo de segundo armónico, que no es el caso, se puede disminuir el valor de ajuste, pero siempre mayor al 10%.

En caso de una falta interna y saturación del TI se produce igualmente una componente de 2do armónico. Un ajuste demasiado sensible (<10%), produce un bloqueo de la función de protección.

#### 5.4.1.4.11 Duración del bloqueo mutuo de las tres fases por segundo armónico

##### **DURAC. BLQ. CROSS 2DO ARM.=0s**

Ya que las intensidades de cierre se presentan en las 3 fases de manera diferente, no se alcanza en una fase el valor umbral, pero la intensidad diferencial sí sobrepasa la característica. Un bloqueo mutuo produce una medida correctiva.

Si se ajusta un tiempo diferente a 0 s, la función Crossblock está operativa. Si se produce un disparo intempestivo, el ajuste puede ser corregido durante la puesta en marcha. No se puede ajustar una duración demasiado largo. Los valores obtenidos de la experiencia muestran un ajuste entre 3 y 5 períodos.

#### 5.4.1.4.12 Bloqueo por CWA

##### **BLOQUEO CON CWA=SI**

Según la descripción funcional se utiliza otro procedimiento adicional para la detección de la intensidad de cierre. Para la presente aplicación, será activado el bloqueo con CWA.

#### 5.4.1.4.13 Bloqueo con tercer armónico por detección de sobreexcitación

##### **BLOQ CON 3ER ARMÓNICO=SI**

El bloqueo con el 3er armónico está previsto para aplicaciones especiales como la alimentación de altos hornos. También con transformadores estándar puede presentarse, en caso de sobreexcitación, el 3er armónico, sin embargo, éste es eliminado mediante el devanado en triángulo. Por esta razón se debe preferir el 5to armónico.

#### 5.4.1.4.14 Componente de tercer armónico para bloqueo

##### **COMPON. 3ER ARMÓN=30%**

El valor preajustado de 30% es suficiente para la mayoría de aplicaciones.

#### 5.4.1.4.15 Duración del bloqueo mutuo de las tres fases por tercer armónico

##### **DURAC.BLQ.CROSS 3ER ARM=0s**

En función de los criterios para la detección de la intensidad de cierre (apartado 5.1.1.6.2)

#### 5.4.1.4.16 Bloqueo con quinto armónico por detección de sobreexcitación

##### **BLOQ. CON 5TO ARMÓNICO=SI**

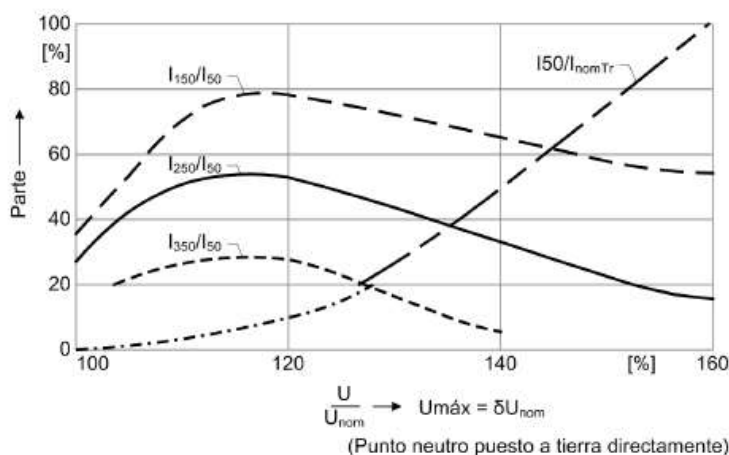


Si se cuentan con sobretensiones elevadas que puedan producir una función errónea en la protección diferencial, el ajuste deberá activarse. Para la presente aplicación, el bloqueo por quinto armónico está desactivado. El resto de ajustes preconfigurados no aplican.

#### 5.4.1.4.17 Componente de quinto armónico para bloqueo

##### **COMPON. 5TO ARMÓN=30%**

El valor preajustado de 30% es suficiente para la mayoría de aplicaciones. También puede ser obtenido a partir del gráfico siguiente:



**Ilustración 5-43: componente de armónicos en caso de sobreexcitación [2]**

#### 5.4.1.4.18 Duración del bloqueo mutuo de las tres fases por quinto armónico

##### **DURAC. BLO. CROSS 5TO ARM.=0s**

Se mantiene el valor preajustado de 0 s.

#### 5.4.1.4.19 Intensidad diferencial límite para mantener el bloqueo por sobreexcitación

##### **LIMITE IDIF 3ER. 5TO ARM.= 1.5 I/Inom.ojb**

El valor preajustado a 1,5 I/Inom, ojb es un valor típico.

Si ocurren intensidades diferenciales altas, se puede suponer que existe una falta interna. Para evitar un funcionamiento parcial de la protección diferencial, se impide el bloqueo de sobreexcitación a partir del valor umbral. Las intensidades de falta distorsionadas producen, durante una falta interna, armónicos impares dominantes. Según la ilustración 5-43, puede producirse una intensidad diferencial que debido a la sobreexcitación se encuentra debajo de la intensidad nominal. Por otro lado, se presentan intensidades de falta distorsionadas cuando las intensidades sobrepasan notablemente la intensidad nominal.

#### 5.4.1.5 Transformador diferencial 1 - detección de faltas externas

La estabilización adicional para faltas externas está descrita por los parámetros:

- Umbral estabilización adicional
- Pendiente 1

En caso de un CC externo, las intensidades diferenciales pueden salir de este rango y extenderse hasta la zona de disparo. Por lo que es necesario parametrizar varios ajustes para realizar un bloqueo limitado temporalmente.

#### 5.4.1.5.1 Valor umbral de intensidad para estabilización adicional

##### **UMBRAL ESTABIL. ADICIONAL=2.0**

Se ajusta el valor de arranque para la estabilización adicional. Debido al procedimiento de medida seleccionado, es típico un valor de ajuste de 2.

#### 5.4.1.5.2 Duración de la estabilización adicional

##### **DURACION ESTABILIZ. ADIC=0.3s**

Para el valor de ajuste se puede utilizar el tiempo de disparo de la protección externa de salida de la línea, teniendo en cuenta adicionalmente el tiempo de disparo del interruptor, siguiendo la expresión:

$$t_{z-estab} \geq t_{disp,prot.ext} + t_{disp,IP}$$

El preajuste es un valor típico. Este valor debe ser adaptado para cada aplicación.

El valor 0 s desactiva la detección de faltas externas.

#### 5.4.1.5.3 Duración de la estabilización adicional mutua para las tres fases

##### **DUR BLQ CROSS ESTAB. ADIC=0.3s**

Debido a la corrección de los grupos funcionales y a la eliminación de la intensidad homopolar se pueden repartir las intensidades diferenciales por las demás fases en caso de saturación del transformador de intensidad.

Por esta razón, Siemens recomienda la activación de la función de estabilización adicional mutua para las tres fases mediante un ajuste de tiempo correspondiente. El tiempo ajustado debe ser idéntico al tiempo que se ajusta para la duración de la estabilización adicional.

#### 5.4.1.6 Transformador diferencial 1 – escalón de protección IDIFF rápido

El escalón de protección IDIFF rápido de faltas internas de alta intensidad. Por esta razón se debe activar siempre este escalón de protección.

#### 5.4.1.6.1 Valor umbral de arranque del elemento I-Dif rápido

##### **VALOR UMBRAL=7.5**

El valor de arranque debe ser mayor que la intensidad de falta externa máxima posible. Éste se puede estimar de manera fácil a partir de la tensión de cortocircuito ( $u_{cc}$ )

El valor de ajuste debe estar ajustado por encima de la intensidad máxima de cierre.

$$valor\ umbral = \frac{100\%}{u_{cc}(\%)} \cdot \frac{I}{I_{nom,obj}}$$

##### **Ecuación 65: Valor umbral de IDIF rápido**

Para el factor de adaptación ha de usarse la relación entre la corriente nominal del lado del transformador correspondiente y la intensidad nominal primaria del transformador de intensidad del mismo lado.

$$\frac{I_{TI}}{I_{nom}}$$

Ecuación 66: factor de adaptación de IDIF rápido

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección diferencial de transformador:

DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	
Intensidad a tierra medida	no
Característica de disparo	
valor umbral	0,2 I/InomObj
intersección 1 I-est	0,67 I/InomObj
Pendiente 1	0,3
Intersección 2 I-est	2,5 I/InomObj
Pendiente 2	0,7
Detección de arranque	no
Factor elev. DC	2,3
Blq. 2do armónico	Sí, 15%, 0s
Blq. CWA	Sí
Blq. 3er armónico	sí, 30%, 0s
Blq. 5to armónico	sí, 30%, 0s
Límite Idif. 3er, y 5to armónico	1,5 I/InomObj
Estabilización Faltas externas	
valor umbral	2 I/InomObj
duración	0,3 s
duración bloqueo	0,3 s
Idif rápido	
valor umbral	7,5 I/InomObj

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección diferencial de transformador en DIGSI 5:

**General**

901.1691.2311.100	Intens. a tierra med. lado 1:	no
901.1691.2311.101	Intens. a tierra med. lado 2:	no
901.1691.2311.102	Intens. a tierra med. lado 3:	no

**General**

901.1691.11041.1	Modo:	<input type="text" value="on"/>	
901.1691.11041.2	Bloq. disp. y registrador:	<input type="text" value="no"/>	
901.1691.11041.6	Retardo de disparo:	<input type="text" value="0,00"/>	s

**Caract. disparo**

901.1691.11041.3	Valor umbral:	<input type="text" value="0,20"/>	I/InObj
901.1691.11041.100	Pendiente 1:	<input type="text" value="0,30"/>	
901.1691.11041.101	Intersección 1 I-est.:	<input type="text" value="0,67"/>	I/InObj
901.1691.11041.102	Pendiente 2:	<input type="text" value="0,70"/>	
901.1691.11041.103	Intersección 2 I-est.:	<input type="text" value="2,50"/>	I/InObj

**Detecc. arranque**

901.1691.11041.106	Detecc. arranque:	<input type="text" value="no"/>	
901.1691.11041.107	Val. umbral, detecc.de arr.:	<input type="text" value="0,1"/>	I/InObj
901.1691.11041.108	Factor elev. lín. carat.:	<input type="text" value="2,0"/>	
901.1691.11041.109	T. arranque máximo:	<input type="text" value="5,0"/>	s

**Det. comp. contín.**

901.1691.11041.110	Fact. elev. caract. DC:	<input type="text" value="2,3"/>
--------------------	-------------------------	----------------------------------

**Blq. intens. cierre**

901.1691.11041.115	Bloq. con 2do armónico:	<input type="text" value="sí"/>	
901.1691.11041.116	Compon. 2do armón:	<input type="text" value="15"/>	%
901.1691.11041.117	Durac. blq.Cross 2do arm.:	<input type="text" value="0,00"/>	s
901.1691.11041.118	Bloqueo con CWA:	<input type="text" value="sí"/>	

**Blq. de sobreexcit.**

901.1691.11041.121	Bloq. con 3er armónico:	<input type="text" value="sí"/>	
901.1691.11041.122	Compon. 3er armón:	<input type="text" value="30"/>	%
901.1691.11041.123	Durac. blq.Cross 3er arm.:	<input type="text" value="0,00"/>	s
901.1691.11041.124	Bloq. con 5to armónico:	<input type="text" value="sí"/>	
901.1691.11041.125	Compon. 5to armón:	<input type="text" value="30"/>	%
901.1691.11041.126	Durac. blq.Cross 5to arm.:	<input type="text" value="0,00"/>	s
901.1691.11041.127	Límite Idif 3er, 5to arm.:	<input type="text" value="1,5"/>	I/InObj

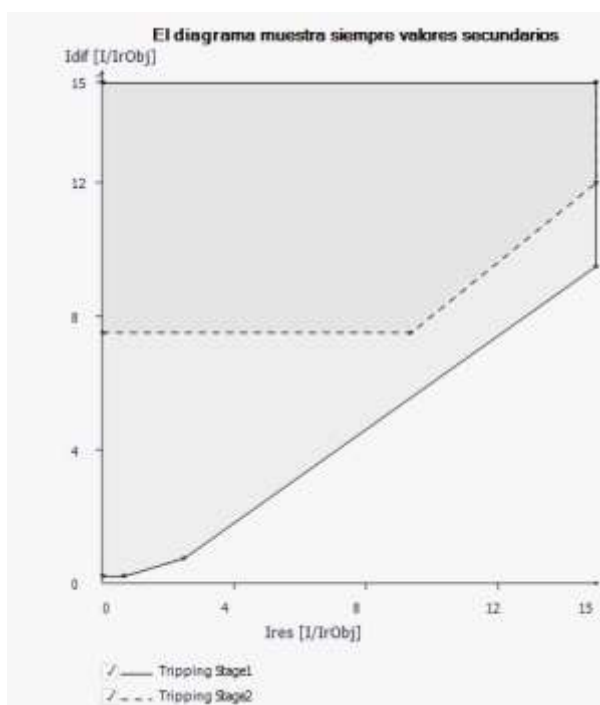
Detecc. faltas ext.			
901.1691.11041.128	Umbral Estabil. adicional:	<input type="text" value="2,00"/>	I/InObj
901.1691.11041.129	Duración estabiliz. adic.:	<input type="text" value="0,30"/>	s
901.1691.11041.130	Dur.blq.Cross Estab.adic.:	<input type="text" value="0,30"/>	s

I-DIF Rápido			
901.1691.11071.1	Modo:	<input type="text" value="on"/>	
901.1691.11071.3	Valor umbral:	<input type="text" value="7,5"/>	I/InObj
901.1691.11071.6	Retardo de disparo:	<input type="text" value="0,00"/>	s
901.1691.11071.100	Bloq. disp. y registrador:	<input type="text" value="no"/>	

**Ilustración 5-44: Ajustes de la Prot. Diferencial de Transformador en DIGSI 5**

La gráfica resultante para la función 87T de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



5.4.2.1 Ajustes 50/51

**PROCED. MEDIDA= ONDA FUNDAMENTAL**

Los ajustes disponibles son los siguientes:

- **Onda fundamental:** procedimiento de medida para suprimir los armónicos o interferencias de intensidad transitorias, utilizando como estándar.
- **Valor eficaz:** si los armónicos deben ser considerados por los escalones. Para este procedimiento no se debe ajustar el valor umbral del escalón menor que 0,1 Inom,sec.

**2do escalón (escalón de alta intensidad):** también puede ser usado para el escalonamiento de la intensidad. Esto se aplica para líneas de gran longitud con una impedancia fuente reducida o delante de altas reactancias (por ejemplo, transformadores, reactancias longitudinales). Ajuste el parámetro **Valor umbral** de manera que el escalón no arranque con seguridad durante un cortocircuito al final de la línea.

A continuación se realizan los cálculos necesarios para el principio de escalonamiento con umbrales de intensidad en una línea prolongada.

**TRANSFORMADOR LADO 1**

**Escalón 1 – tiempo instantáneo**

Para el ajuste es determinante la intensidad máxima de funcionamiento. Un arranque por sobrecarga debe ser excluido ya que la protección de sobreintensidad con tiempos de disparo cortos funciona como protección de cortocircuito y no como protección de sobrecarga. Por lo tanto, ajuste el parámetro Valor umbral para líneas a aprox. 10 %, para transformadores y motores a aprox. 20% sobre el valor de la carga máxima a esperar.

Se ajustará para detectar faltas close-in en el lado de alta tensión del transformador asegurando no disparar ninguna falta en barras ni durante la inserción del transformador.

Es necesario realizar las siguientes faltas en PSS SINCAL:

- Falta bifásica mínima close-in en bornas de AT
- Falta trifásica máxima close-in en bornas de AT
- Falta trifásica máxima en barras de BT
- Falta trifásica máxima en barras de AT
- Corriente de Inrush del transformador: 6,5 veces la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT. Esta corriente no deberá ser vista por esta unidad.

Para que tenga sentido el ajuste del escalón de tiempo instantáneo, deberá comprobarse que el valor de arranque es inferior a la corriente máxima de falta close-in

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo instantáneo de transformador:

	ALTA TENSIÓN 220 KV
Relación del TI lado 1	800/5
Factor de seguridad	10%
CC bifásico bornas 220 kV	350
CC trifásico bornas 220 kV	21670
CC trifásico barras 220 kV	400
CC trifásico barras 132 kV	2650
Corriente Inrush	2561
I arranque	3842,5
I arranque (sec)	24,015625
Dial tiempo	0

Tabla 24: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de AT

El valor umbral seleccionado será el máximo entre los siguientes valores:

- Intensidad de inrush
- 1,45 veces la corriente de cortocircuito trifásico en barras de 220kV
- 1,45 veces la corriente de cortocircuito trifásico en barras de 132kV

$$\text{Valor umbral escalón 1} = 1,1 \cdot 3842 \text{ A} = 4226 \text{ A (primarios)}$$

Ecuación 67: valor umbral de la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo (primario)

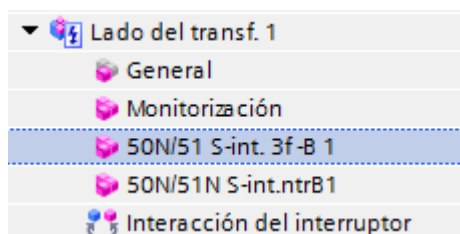
$$\text{Valor umbral escalón 1} = 1,1 \cdot 3842 \text{ A} \cdot \frac{5 \text{ A}}{800 \text{ A}} = 26,41 \text{ A (secundarios)}$$

Ecuación 68: valor umbral de la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo (secundario)

$$\text{tiempo} = 0 \text{ s}$$

Ecuación 69: tiempo de la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo instantáneo en DIGSI 5:



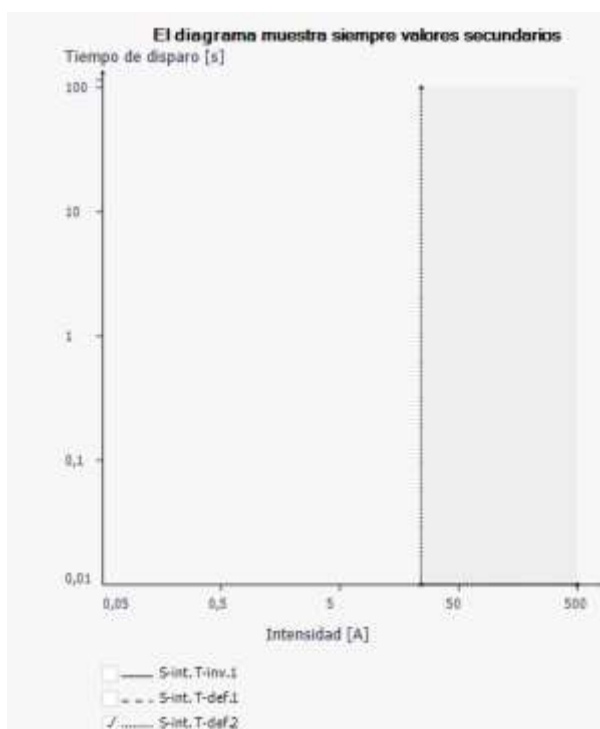
**S-int. T-def.2**

911.1941.662.1	Modo:	on	
911.1941.662.2	Bloq. disp. y registrador:	no	
911.1941.662.8	Proced. medida:	Onda fundamental	
911.1941.662.3	Valor umbral:	24,01	A
911.1941.662.6	Retardo de disparo:	0,00	s

**Ilustración 5-45: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de AT en DIGSI 5**

El Retardo de disparo a ajustar resulta del plan de escalonamiento (selectividad y coordinación entre los relés de protección) que se ha establecido para la red. Si se utiliza la protección de sobreintensidad en funcionamiento de emergencia, también es razonable utilizar temporizaciones más cortas (tiempo de escalonamiento rápido) ya que el funcionamiento de emergencia sólo se activa en caso de un fallo de la protección principal.

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-46: Gráfica Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de AT en DIGSI 5**



### Escalón 2-tiempo definido

Se ajustará para coordinar con la protección de acoplamiento de barras de AT y BT así como con las protecciones de las líneas adyacentes. Por tanto, no deberá disparar antes de 400 ms para faltas en barras ni antes de 600ms para faltas en posiciones adyacentes. Tampoco deberá actuar ante las corrientes de Inrush

Deberá coordinar con la protección del lado de BT (margen mínimo de 100ms), importante cuando hay reactancia en el terciario.

Es necesario realizar las siguientes faltas en PSS SINCAL:

- Falta bifásica mínima en barras de AT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para coordinar con las protecciones del acoplamiento en el lado de AT
- Falta trifásica máxima en barras de AT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para coordinar con las protecciones del acoplamiento en el lado de AT
- Corriente Inrush del transformador: 5 veces la intensidad nominal en el nivel de BT. Para evitar disparos indeseados, deberá actuar para esta corriente después de 600 ms.

Para la coordinación con posiciones adyacentes, deberán realizar cortocircuitos en posiciones adyacentes. Los valores de estas corrientes son las mismas que en el lado de BT pero aplicando la relación de transformación. Estas faltas no deberían ser vistas antes de 600 ms.

- Falta trifásica máxima en línea 3
- Falta trifásica máxima en línea 4

La corriente de arranque será directamente el valor de la intensidad ante un CC bifásico en barras en el lado de AT.

En función de los cálculos anterior se definirá la temporización de la unidad de tiempo definido en función de la selectividad adecuada para la coordinación con el resto de unidades de protección.

El arranque siempre será la menor falta en barras:

- 0,5 segundos: si el valor de la intensidad de arranque es mayor al mínimo entre la intensidad de Inrush y la falta máxima en posiciones adyacentes.
- 0,7 segundos: si el valor de la intensidad de arranque es menor al mínimo entre la intensidad de Inrush y la falta máxima en posiciones adyacentes.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo definido de transformador:

TIEMPO DEFINIDO	ALTA TENSIÓN 220 KV
CC bifásico barras 220kV	315
CC trifásico barras 220 kV	360
CC trifásico 80% línea ady.L3	1589,28
CC trifásico 80% línea ady.L1	1467,84
CC trifásico 80% línea ady. L2	2543,64
Corriente Inrush	1968
I arranque	315
I arranque (sec)	1,96875
Dial tiempo	0,7

Tabla 25: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT

$0,9 * intensidad en barras de AT$

$1,1 * intensidad máxima en posiciones adyacentes$

$$i_{cc,final} = \frac{1,1 \cdot 220kV}{\sqrt{3} \cdot (13,74 \Omega + 40,5\Omega)} = 2575,94 A$$

$valor umbral escalón 2 = 1,1 \cdot 315 A = 2833,53 A (primarios)$

Ecuación 70: Valor umbral Funcion de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT (primario)

$$valor umbral escalón 2 = 1,1 \cdot 315 \cdot \frac{5}{800} A = 1,96A (secundarios)$$

Ecuación 71: Valor umbral Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT (secundario)

Para intensidades de cortocircuito superiores a 315 A (primario) ó 1,96 A (secundario), existe un cortocircuito en la línea a proteger. La protección de sobreintensidad puede desconectar inmediatamente este cortocircuito.

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo definido en DIGSI 5:

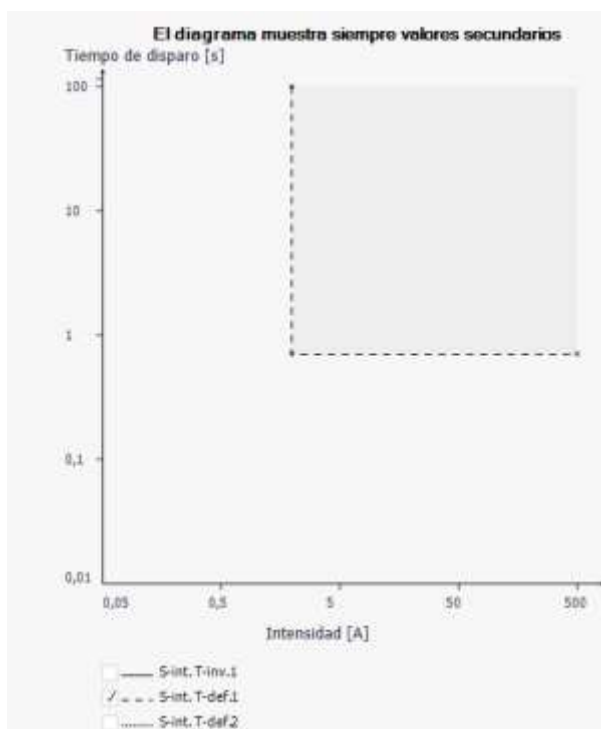
S-int. T-def.1

911.1941.661.1	Modo:	on	
911.1941.661.2	Bloq. disp. y registrador:	no	
911.1941.661.8	Proced. medida:	Onda fundamental	
911.1941.661.3	Valor umbral:	1,96	A
911.1941.661.6	Retardo de disparo:	0,70	s

Insertar nuevo escalón    Borrar escalón

Ilustración 5-47: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT en DIGSI 5 Ilustración 5-48

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo definido de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-49: Gráfica Función de sobrecorriente de tiempo definido en el lado de AT en DIGSI 5**

### Escalón 3 – tiempo inverso

El arranque de la unidad temporizada será 1,5 veces la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de AT.

El valor del ajuste para el parámetro Multiplicador de tiempo resulta del plan de coordinación y selectividad establecido para la red.

Si no se requiere ningún escalonamiento y, por lo tanto, ningún desplazamiento de la característica, se deja el parámetro Multiplicador de tiempo en 1.

El dial de la unidad tendrá que cumplir con los siguientes requisitos para el correspondiente plan de escalonamiento:

- Corriente Inrush: 5 veces la intensidad nominal. No deberá ser vista en tiempos superior a 600 ms. Si esta corriente es detectada por la unidad de tiempo definido no se tendrá en cuenta en el cálculo.
- Debe coordinar para faltas en líneas adyacentes con la unidad del lado de BT. Si esta corriente es detectada por la unidad de tiempo definido no se tendrá en cuenta en el cálculo.
- La unidad de tiempo dependiente debe actuar al menos 100ms después de la unidad de tiempo definido para la corriente de arranque de ésta.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente de transformador:

TIEMPO INVERSO	BAJA TENSIÓN 220 KV
1,2· TI prim	960
1,3· Inom	512,2
1,2·Inom	472,8
Corriente Inrush	1970
I arranque	512,2
I arranque (sec)	3,20125
Dial de tiempo	0,178472602
Tiempo arranque	0,8

Tabla 26: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de AT

En el caso particular de que la unidad de tiempo definido del lado de 220kV se ajuste con menor arranque que la unidad de 132kV, la corriente de arranque de la unidad de AT será vista por la unidad de tiempo dependiente del lado de BT. En este caso, se deberá cumplir que la unidad de tiempo dependiente de 220kV actue 100ms después que la unidad de tiempo dependiente de BT para la corriente de arranque de la unidad de tiempo definido de AT.

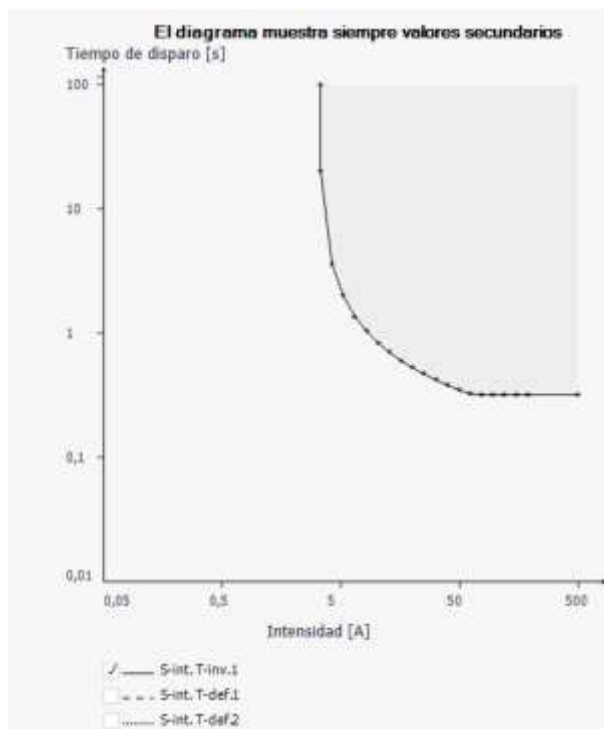
En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente en DIGSI 5:

S-int. T-inv.1

911.1941.691.1	Modo:	on
911.1941.691.2	Bloq. disp. y registrador:	no
911.1941.691.8	Proced. medida:	Onda fundamental
911.1941.691.3	Valor umbral:	3,20 A
911.1941.691.130	Tipo de característica:	IEC inversa normal
911.1941.691.131	Reposición:	sin retardo
911.1941.691.101	Multiplicador de tiempo:	0,14

Ilustración 5-50: Ajustes Función de sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo dependiente de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-51: Gráfica Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5**

## **TRANSFORMADOR LADO 2**

### **Escalón 1- tiempo instantáneo**

Esta unidad se ajustara para detectar faltas close-in en el lado de baja del transformador asegurando no disparar ninguna falta en barras ni disparar durante la inserción del transformador

Es necesario realizar las siguientes faltas en PSS SINCAL (resultados en la ilustración):

- Falta bifásica mínima close-in en bornas de BT
- Falta trifásica máxima close-in en bornas de BT
- Falta trifásica máxima en barras de BT
- Falta trifásica máxima en barras de AT
- Corriente de Inrush del transformador: 6,5 veces la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT. Esta corriente no deberá ser vista por esta unidad.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo instantáneo de transformador:

**BAJA TENSIÓN 132 KV**

Relación del TI lado 2	1000/5
Factor de seguridad	10%
CC bifásico bornas 132kV	3820
CC trifásico bornas 132kV	14570
CC trifásico barras 132 kV	4410
CC trifásico barras 220 kV	670
Corriente Inrush	4264
I arranque	6394,5
I arranque (sec)	31,9725
Dial tiempo	0

Tabla 27: Ajustes Función sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de MAT

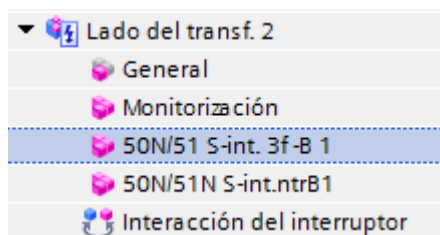
Valor umbral escalón 1 =  $1,1 \cdot 6394 A = 7033 A(\text{primarios})$

Ecuación 72: Valor umbral Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de MAT (primario)

$$\text{Valor umbral escalón 1} = 1,1 \cdot 6394 A \cdot \frac{5A}{1000A} = 35,16 A(\text{secundarios})$$

Ecuación 73: Valor umbral Función de sobrecorriente de tiempo instantáneo en el lado de MAT (secundario)

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo instantáneo en DIGSI 5:

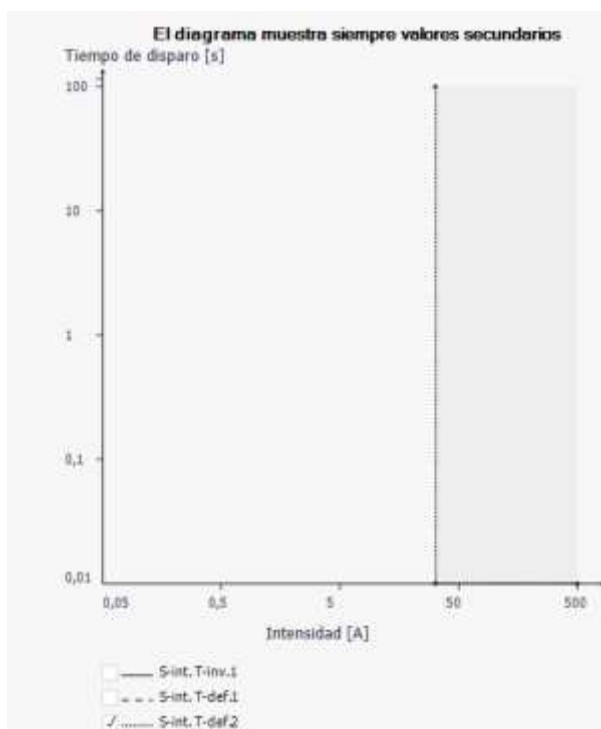


**S-int. T-def.2**

912.1941.662.1	Modo:	on
912.1941.662.2	Bloq. disp. y registrador:	no
912.1941.662.8	Proced. medida:	Onda fundamental
912.1941.662.3	Valor umbral:	31,97 A
912.1941.662.6	Retardo de disparo:	0,00 s

Ilustración 5-52: Ajustes Función sobrecorriente tiempo instantáneo en el lado de MAT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo instantáneo de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-53: Gráfica Función sobrecorriente tiempo instantáneo en el lado de MAT en DIGSI 5**

### Escalón 2- tiempo definido

Se ajusta la unidad para coordinar con la protección de acoplamiento de barras de BT así como con las protecciones de las líneas adyacentes. Por tanto, no deberá disparar antes de 400 ms para faltas en barras ni antes de 600ms para posiciones adyacentes. Tampoco deberá actuar ante las corrientes de Inrush del transformador.

Es necesario realizar las siguientes faltas en PSS SINCAL:

- Falta bifásica mínima en barras de BT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para que coordine con las protecciones de acoplamiento de BT
- Falta trifásica máxima en barras de BT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para que coordine con las protecciones de acoplamiento de BT
- Falta trifásica máxima en barras de BT: las faltas se realizarán tanto en las líneas adyacentes de alta tensión como de baja tensión. Esta falta no debería ser vista antes de 600 ms para que coordine con las segundas zonas de la protección de línea.
- Corriente de Inrush del transformador: 5 veces la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT. Para evitar disparos durante la inserción del transformador, la unidad de sobreintensidad del transformador deberá actuar para esta corriente después de 600 ms.

Para garantizar la coordinación con posiciones adyacentes, el relé deberá actuar después de 600 ms para la máxima corriente de falta en el límite de la zona 2.

El arranque siempre será la menor falta en barras con un coeficiente de 0,9:

- 0,4 segundos: si el valor de la intensidad de arranque es mayor al mínimo entre la intensidad de Inrush y la falta máxima en posiciones adyacentes.
- 0,6 segundos: si el valor de la intensidad de arranque es menor al mínimo entre la intensidad de Inrush y la falta máxima en posiciones adyacentes.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo definido de transformador:

TIEMPO DEFINIDO	BAJA TENSIÓN 132 KV
CC bifásico barras 132kV	3438
CC trifásico barras 132 kV	3969
CC trifásico 80% línea ady.L3	3812,237
CC trifásico 80% línea ady.L1	549,681
CC trifásico 80% línea ady. L2	512,028
Corriente Inrush	3280
I arranque	3438
I arranque (sec)	17,19
Dial tiempo	0,6

Tabla 28: Ajustes Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT

$$0,9 * \text{intensidad en barras de AT}$$

$$1,1 * \text{intensidad máxima en posiciones adyacentes}$$

$$\text{valor umbral escalón 2} = 1,1 \cdot 3438 \text{ A} = 3781 \text{ A (primarios)}$$

**Ecuación 74: Valor umbral Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT (primario)**

$$\text{valor umbral escalón 2} = 1,1 \cdot 3438 \cdot \frac{5}{1000} \text{ A} = 18,909 \text{ A (secundarios)}$$

**Ecuación 75: Valor umbral Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT (secundario)**

Para intensidades de cortocircuito superiores a 3781 A (primario) ó 18,909 A (secundario), existe un cortocircuito en la línea a proteger. La protección de sobreintensidad puede desconectar inmediatamente este cortocircuito.



En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo definido en DIGSI 5:

S-int. T-def.1

912.1941.661.1	Modo:	on	
912.1941.661.2	Bloq. disp. y registrador:	no	
912.1941.661.8	Proced. medida:	Onda fundamental	
912.1941.661.3	Valor umbral:	17,19	A
912.1941.661.6	Retardo de disparo:	0,60	s

Ilustración 5-54: Ajustes Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo definido de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:

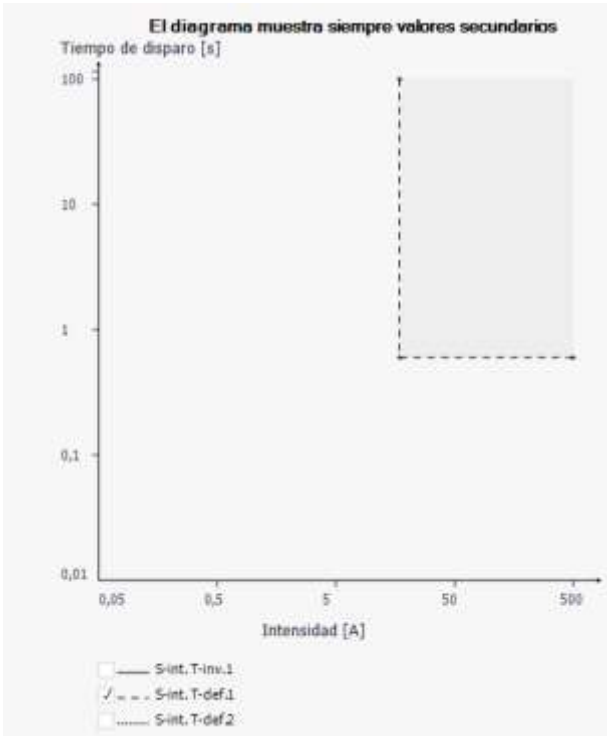


Ilustración 5-55: Gráfica Función sobrecorriente tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5

Escalón 3-tiempo inverso

El arranque será el de la unidad temporizada, ajustando el valor a 1,5 veces la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT.

El valor del ajuste para el parámetro Multiplicador de tiempo resulta del plan de coordinación y selectividad establecido para la red.

Si no se requiere ningún escalonamiento y, por lo tanto, ningún desplazamiento de la característica, se deja el parámetro Multiplicador de tiempo en 1.

El dial de la unidad tendrá que cumplir con los siguientes requisitos para el correspondiente plan de escalonamiento:

El dial de la unidad tendrá que cumplir con los siguientes requisitos:

- Corriente Inrush: 5 veces la intensidad nominal. No deberá ser vista en tiempos superior a 600 ms. Si esta corriente es detectada por la unidad de tiempo definido no se tendrá en cuenta en el cálculo.
- Faltas detectadas en zona 2 en posiciones adyacentes deberá ser vista en tiempo superiores a 600 ms
- La unidad de tiempo dependiente debe actuar al menos 100ms después de la unidad de tiempo definido para la corriente de arranque de ésta.

En el caso particular de que la unidad de tiempo definido del lado de 220kV se ajuste con menor arranque que la unidad de 132kV, la unidad de tiempo dependiente de 132kV deberá actuar al menos 100 ms después de la unidad de tiempo definido del lado de 220kV para la corriente de arranque de esta unidad.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente del transformador:

TIEMPO INVERSO	BAJA TENSIÓN 132 KV
<b>1,2· I<sub>TI prim</sub></b>	1200
<b>1,3· Inom</b>	852,8
<b>1,2·Inom</b>	787,2
<b>Corriente Inrush</b>	3280
<b>I arranque</b>	852,8
<b>I arranque (sec)</b>	4,264
<b>Dial de tiempo</b>	0,178472602
<b>Coordinación</b>	0,747909148
<b>tiempo de arranque mínimo</b>	0,7

Tabla 29: Ajustes Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de MAT

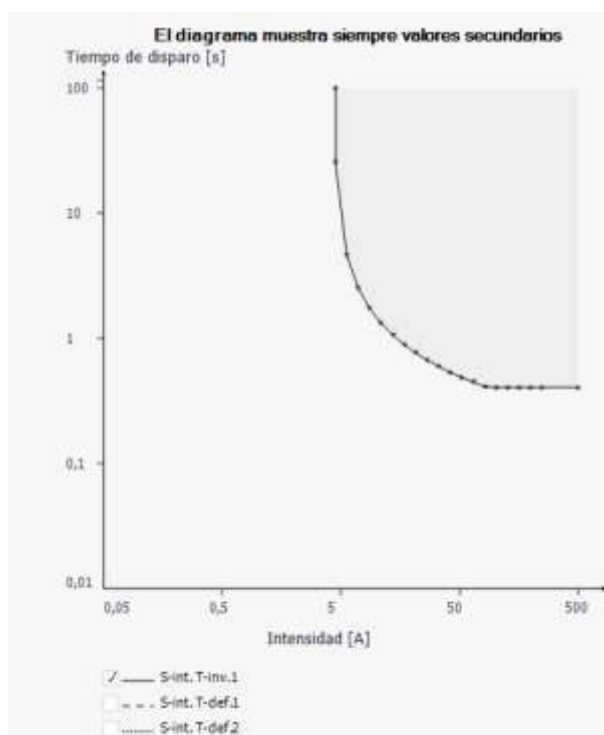
En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente en DIGSI 5:

**S-int. T-inv.1**

912.1941.691.1	Modo:	on	▼
912.1941.691.2	Bloq. disp. y registrador:	no	▼
912.1941.691.8	Proced. medida:	Onda fundamental	▼
912.1941.691.3	Valor umbral:	4,26	A
912.1941.691.130	Tipo de característica:	IEC inversa normal	▼
912.1941.691.131	Reposición:	sin retardo	▼
912.1941.691.101	Multiplicador de tiempo:	0,18	

**Ilustración 5-56: Tabla 19: Ajustes Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5**

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo dependiente de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-57: Gráfica Función sobrecorriente de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5**

**TRANSFORMADOR LADO 1****Escalón 1 – tiempo definido**

Se ajustará para coordinar con la protección de acoplamiento de barras de AT y BT así como las protecciones de las líneas adyacentes. Por tanto, no deberá disparar antes de 400 ms para faltas en barras ni antes de 600 ms para faltas en posiciones adyacentes.

Es necesario realizar las siguientes faltas en PSS SINCAL:

- Falta monofásica mínima en barras de AT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para que coordine con las protecciones de acoplamiento de AT
- Falta monofásica máxima en barras de AT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para que coordine con las protecciones de acoplamiento de AT
- Falta monofásica máxima al 80% de líneas adyacentes: se analizarán las líneas adyacentes tanto de AT como de BT. Esta falta debería ser vista no antes de 600 ms para que coordine con las segundas zonas de las protecciones de línea.
- Corriente de Inrush del transformador: 5 veces la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT. Para evitar disparos durante la inserción del transformador, la unidad de sobreintensidad del transformador deberá actuar para esta corriente después de 600 ms.

Para garantizar la coordinación con posiciones adyacentes, el relé deberá actuar después de 600 ms para la máxima corriente de falta en el límite de la zona 2. El arranque siempre se ajustará para detectar la falta mínima en barras.

El tiempo ajustado será 200 ms más que el tiempo ajustado a la unidad de tiempo definido de neutro del lado de 132kV para su respectiva coordinación.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo definido de transformador:

TIEMPO DEFINIDO	ALTA TENSIÓN 220 KV
CC monofásica mínima barras 220kV	729
CC monofásica máxima barras 220kV	6624
CC monofásica 80% línea ady.L3	1956,185
CC monofásica 80% línea ady.L1	513,997
CC monofásica 80% línea ady. L2	517,99
I arranque	729
I arranque (sec)	4,55625
Dial tiempo	0,6

**Tabla 30: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de AT**

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo definido en DIGSI 5:

Lado del transf. 1

General

Monitorización

50N/51 S-int. 3f-B 1

50N/51N S-int.ntrB1

Interacción del interruptor

S-int. T-def.1

911.1731.751.1

911.1731.751.2

911.1731.751.8

911.1731.751.3

911.1731.751.6

Modo: on

Bloq. disp. y registrador: no

Proced. medida: Onda fundamental

Valor umbral: 4,55 A

Retardo de disparo: 0,60 s

Ilustración 5-58: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de AT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo definido de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:

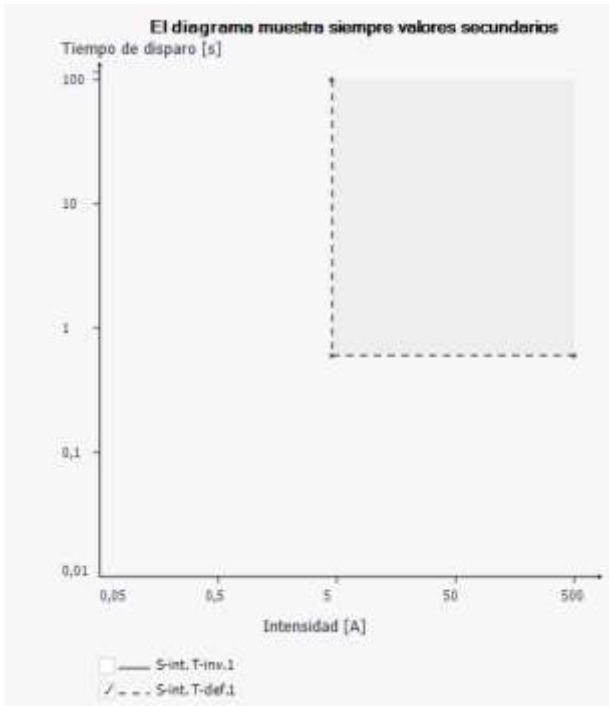


Ilustración 5-59: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de AT

## Escalón 2- tiempo inverso

El arranque de la unidad será temporizada. Se ajusta al 15% de la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT. En caso de que este valor sea inferior al 10% de la intensidad nominal del TI, se ajustará a este valor.

El dial de tiempo debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Debe coordinar para faltas en líneas adyacentes tanto de AT como de BT del transformador, con la unidad del lado de BT. Si esta corriente es detectada por la unidad de tiempo definido no se tendrá en cuenta para el cálculo.
- Faltas en 220kV detectadas en zona 2 por posiciones adyacentes, deberá ser vista en tiempos superiores a 600 ms. Si esta corriente es detectada por la unidad de tiempo definido no se tendrá en cuenta para el cálculo.
- La unidad de tiempo dependiente debe actuar al menos 100 ms después que la unidad de tiempo definido para la corriente de arranque de esta.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente del neutro de transformador:

TIEMPO INVERSO	BAJA TENSIÓN 220 KV
1,2· TI prim	960
1,3· Inom	512,2
1,2·Inom	472,8
I arranque	512,2
I arranque (sec)	3,20125
Dial de tiempo	0,475523153
Tiempo arranque	0,8

Tabla 31: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de AT

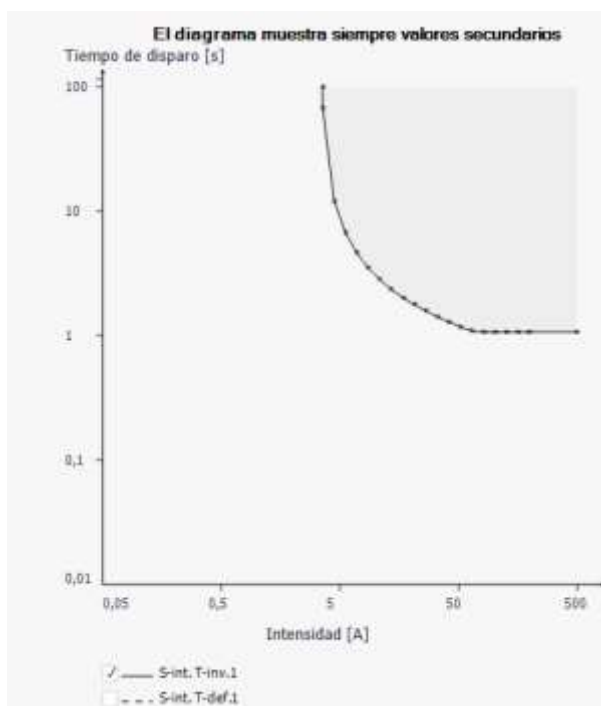
En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente de neutro en DIGSI 5:

S-int. T-inv.1

911.1731.781.1	Modo:	on
911.1731.781.2	Bloq. disp. y registrador:	no
911.1731.781.8	Proced. medida:	Onda fundamental
911.1731.781.3	Valor umbral:	3,40 A
911.1731.781.108	Tipo de característica:	IEC inversa normal
911.1731.781.109	Reposición:	sin retardo
911.1731.781.101	Multiplicador de tiempo:	0,47

Ilustración 5-60: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo dependiente de neutro de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-61: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de AT en DIGSI 5**

## **TRANSFORMADOR LADO 2**

### **Escalón 1 – tiempo definido**

Se ajustará para coordinar con la protección de acoplamiento de barras de BT así como las protecciones de las líneas adyacentes. Por tanto, no deberá disparar antes de 400 ms para faltas en barras ni antes de 600 ms para faltas en posiciones adyacentes.

Es necesario realizar las siguientes faltas en PSS SINCAL:

- Falta monofásica mínima en barras de BT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para que coordine con las protecciones de acoplamiento de BT
- Falta monofásica máxima en barras de BT: esta falta debería ser vista no antes de 400 ms para que coordine con las protecciones de acoplamiento de BT
- Falta monofásica máxima al 80% de líneas adyacentes: se analizarán las líneas adyacentes tanto de AT como de BT. Esta falta debería ser vista no antes de 600 ms para que coordine con las segundas zonas de las protecciones de línea.

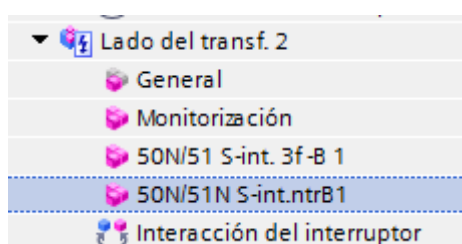
Para garantizar la coordinación con posiciones adyacentes, el relé deberá actuar después de 600 ms para la máxima corriente de falta en el límite de la zona 2. El arranque siempre se ajustará para detectar la falta mínima en barras.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo definido de neutro del transformador:

TIEMPO DEFINIDO	BAJA TENSIÓN 132 KV
CC monofásica mínima barras 132kV	4491
CC monofásica máxima barras 132kV	5355
CC monofásica 80% línea ady.L3	3710,003
CC monofásica 80% línea ady.L1	548,933
CC monofásica 80% línea ady. L2	552,937
I arranque	4491
I arranque (sec)	22,455
Dial tiempo	0,4

Tabla 32: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de MAT

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo definido de neutro en DIGSI 5:



**S-int. T-def.1**

912.1731.751.1	Modo:	on	▼
912.1731.751.2	Bloq. disp. y registrador:	no	▼
912.1731.751.8	Proced. medida:	Onda fundamental	▼
912.1731.751.3	Valor umbral:	22,46	A
912.1731.751.6	Retardo de disparo:	0,40	s

Ilustración 5-62: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo definido de neutro de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



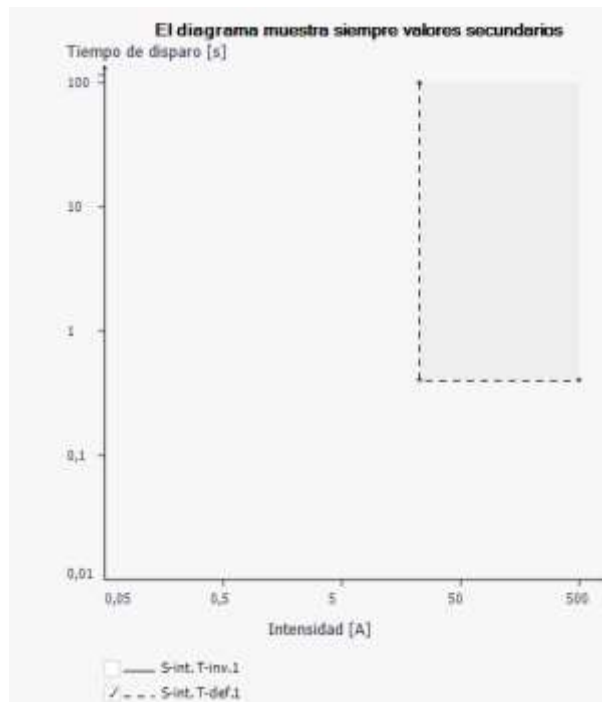


Ilustración 5-63: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo definido en el lado de MAT en DIGSI 5

### Escalón 2- tiempo inverso

El arranque de la unidad será temporizada. Se ajusta al 15% de la intensidad nominal del transformador de potencia en el nivel de BT. En caso de que este valor sea inferior al 10% de la intensidad nominal del TI, se ajustará a este valor.

El dial de tiempo debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Faltas detectadas en zona 2 por posiciones adyacentes, deberá ser vista en tiempos superiores a 600 ms. Si esta corriente es detectada por la unidad de tiempo definido no se tendrá en cuenta en el cálculo.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente de neutro del transformador:

TIEMPO INVERSO	BAJA TENSIÓN 132 KV
<b>0,1·I<sub>TI prim</sub></b>	100
<b>0,15 I<sub>nom</sub></b>	98,4
<b>1,2·I<sub>nom</sub></b>	787,2
<b>I arranque</b>	98,4
<b>I arranque (sec)</b>	0,492
<b>Dial de tiempo</b>	0,416082759
<b>Coordinación</b>	0,773645912
<b>tiempo de arranque</b>	0,7

Tabla 33: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de MAT

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de sobrecorriente de tiempo dependiente de neutro en DIGSI 5:

S-int. T-inv.1

912.1731.781.1	Modo:	on
912.1731.781.2	Bloq. disp. y registrador:	no
912.1731.781.8	Proced. medida:	Onda fundamental
912.1731.781.3	Valor umbral:	0,49 A
912.1731.781.108	Tipo de característica:	IEC inversa normal
912.1731.781.109	Reposición:	sin retardo
912.1731.781.101	Multiplicador de tiempo:	0,41

Ilustración 5-64: Ajustes Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de sobrecorriente de tiempo dependiente de neutro de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:

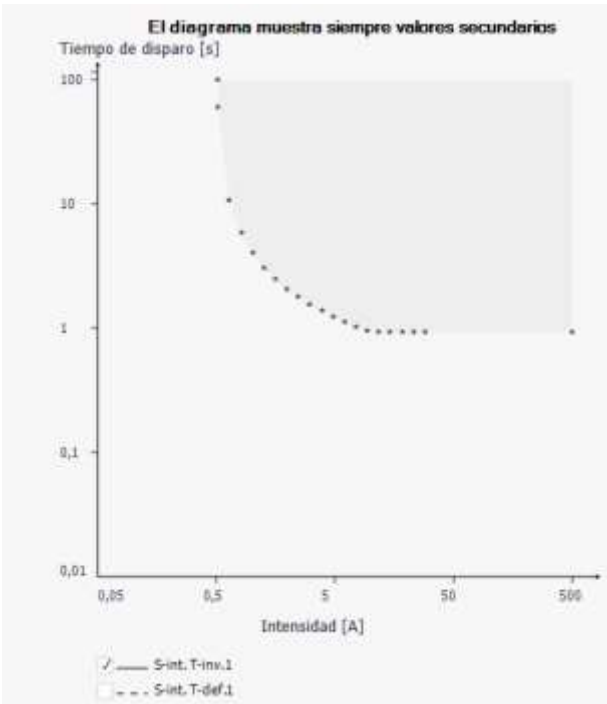


Ilustración 5-65: Gráfica Función sobrecorriente de neutro de tiempo inverso en el lado de MAT en DIGSI 5

### 5.4.3 Ajustes correspondientes a la Prot. Distancia 21N

#### 5.4.3.1 Inicio temporizador zonas

##### **INICIO TEMPORIZADOR DE ZONAS= CON ARRANQUE DE ZONAS**

- **Arranque gen. Distancia:** es el ajuste recomendable. Si las temporizaciones de todas las zonas deben ser iniciadas simultáneamente, seleccione este ajuste. Si se cambia el tipo de falta o la selección de bucle de medida, continúan transcurriendo todas las temporizaciones en conjunto.
- **Con arranque de zonas:** La temporización de la zona se activa con el arranque de la zona. Si se debe coordinar la función con otras funciones de protección de distancia o sobreintensidad, seleccione este ajuste.

#### 5.4.3.2 Angulo característico prot. Distancia

##### **ANGULO CARAC. PROT.DIST=74°**

Se ajusta el ángulo de inclinación de la característica de protección de distancia (ver Figura 6-114). El ángulo de inclinación de la característica de protección de distancia ajustado aquí es válido para todas las zonas de la función.

$$\text{angulo} = \arctng \left( \frac{X_{\text{lineacorta}}}{R_{\text{lineacorta}}} \right) = \arctng \left( \frac{10,2}{3,2} \right) = 72,58 \approx 74^\circ$$

Tabla 34: Ángulo característico protección de distancia

#### 5.4.3.3 Detección faltas a tierra

##### **DETECCION FALTAS A TIERRA=3I0> O U0>**

- **3I0> O U0>:** Recomendado para redes de puesta a tierra. La vinculación lógica OR de los criterios 3I0> y U0> es un criterio de alta fiabilidad para la detección de faltas a tierra en redes puestas a tierra. Los criterios se complementan uno al otro. En una alimentación débil la intensidad homopolar es baja y la tensión homopolar alta. En una alimentación fuerte las condiciones son al revés.
- **3I0> y U0>:** Si se desea utilizar ambos criterios para la detección de faltas a tierra (vinculación lógica AND del criterio de la intensidad homopolar y de la tensión homopolar)
- **Sólo 3I0>:** cuando se desea utilizar la intensidad homopolar para la detección de faltas a tierra.

#### 5.4.3.4 Valor umbral 3I0>

##### **VALOR UMBRAL 3I0>=0,5 A**

Determina el límite de la intensidad homopolar para la detección de faltas a tierra. Debe ser ajustado mas bajo que la menor intensidad a tierra a esperar durante faltas a tierra en la salida de línea protegida. Para que la protección de distancia también reaccione como protección reserva con faltas remotas externas, ajuste el parámetro más sensible que lo necesario para las faltas internas.

#### 5.4.3.5 Valor umbral U0>

##### **VALOR UMBRAL U0>=1,66**

Determina el límite de la tensión homopolar para la detección de faltas a tierra. En caso de una falta a tierra en una red puesta a tierra se establece una tensión homopolar. La tensión homopolar disminuye cuando la distancia entre la localización de falta y el punto de medida aumenta. Si pueden producirse mayores tensiones homopolares durante el funcionamiento por las asimetrías en la red, ha de elevarse el valor preajustado.

#### 5.4.3.6 Estabilización arranque 3I0>

##### **ESTABILIZ. ARRANQUE 3I0=0,1**

Se determina la elevación de la característica 3I0> de la detección de faltas a tierra.

Las asimetrías en la red, así como los errores de los transformadores de intensidad pueden producir, con altas intensidades de falta, un flujo de intensidad homopolar en el equipo de protección sin que exista ninguna falta a tierra. Se excluye un arranque por intensidad a tierra no deseado. Si no se esperan asimetrías de red extremas y errores fuera de lo normal de los transformadores de intensidad, es recomendable no cambiar el valor preajustado.

#### 5.4.3.7 Selección bucle f-f-t

##### **SELECCIÓN BUCLE ARR. F-F-T= solo L-L**

Se determina qué bucles deben ser evaluados por la protección de distancia con faltas a tierra dobles. Se limita la evaluación a determinados bucles. Si desea limitar la evaluación a determinados bucles, éstos deben tener la misma dirección.

En caso de una alimentación bilateral a una resistencia de falta común contra tierra, el bucle fase-tierra de la fase adelantada tiende a producir un sobrealcance, es decir, el bucle fase-tierra de la fase adelantada se mide muy pequeña. Si se ajusta el parámetro a bloqueo fase adelantada no se evalúan los bucles.

La tabla siguiente muestra qué bucles pueden ser evaluados con diferentes ajustes del parámetro:

Valor de parámetro	Bucles arrancados	Bucle(s) evaluado(s)
<i>bloq. fase adelantada</i>	L1-E, L2-E, L1-L2 L2-E, L3-E, L2-L3 L1-E, L3-E, L3-L1	L2-E, L1-L2 L3-E, L2-L3 L1-E, L3-L1
<i>bloq. fase atrasada</i>	L1-E, L2-E, L1-L2 L2-E, L3-E, L2-L3 L1-E, L3-E, L3-L1	L1-E, L1-L2 L2-E, L2-L3 L3-E, L3-L1
<i>todos</i>	L1-E, L2-E, L1-L2 L2-E, L3-E, L2-L3 L1-E, L3-E, L3-L1	L1-E, L2-E, L1-L2 L2-E, L3-E, L2-L3 L1-E, L3-E, L3-L1
<i>sólo L-L</i>	L1-E, L2-E, L1-L2 L2-E, L3-E, L2-L3 L1-E, L3-E, L3-L1	L1-L2 L2-L3 L3-L1
<i>sólo L-E</i>	L1-E, L2-E, L1-L2 L2-E, L3-E, L2-L3 L1-E, L3-E, L3-L1	L1-E, L2-E L2-E, L3-E L1-E, L3-E

**Ilustración 5-66: selección bucle arranque protección distancia**

En una línea doble pueden ocurrir al mismo tiempo faltas a tierra en ambas líneas. Para evitar u bloqueo del bucle interno de falta se debe ajustar, para esta aplicación, el parámetro Selección bucle Arr. f-f-t a sólo L-E o todos. Para asegurar la selectividad, reduzca el alcance de la zona con subalcance.

La zona 1 debe estar coordinada con los tiempos del sistema de protección, teniendo un retraso de 100ms. Para la zona dos se concibe una reserva direccional, cuyo tiempo debe coordinarse.

Los cálculos para las zonas deberán realizarse en base a los parámetros del transformador y de las líneas adyacentes tal y como se muestra a continuación:

### **TRANSFORMADOR**

$$Z_{TP}(prim) = \frac{V_{CC} \cdot V_{nom}^2}{100\% \cdot S_{nom}} = \frac{11,09 \cdot 220^2}{100 \cdot 150} = 35,78\Omega$$

**Ecuación 76: impedancia del transformador**

### **LINEA ADYACENTE**

$$Z_{Larga,1} = Z_{linea\ 1,1} = 3,24 + 19,5j = 19,76\ \Omega\ (80,56^\circ)$$

**Ecuación 77: impedancia de la línea adyacente más larga (sec. Directa)**

$$Z_{Larga,0} = Z_{linea\ 1,0} = 14,27 + 46,74j = 48,86\ \Omega\ (73,02^\circ)$$

**Ecuación 78: impedancia de la línea adyacente más larga (sec. inversa)**

Con las formulas anteriores podrán ajustarse los valores de cada una de las zonas de la protección de distancia.

### **AJUSTE ZONA 1**

El valor de la impedancia de la **zona 1** será ajustando mediante la siguiente expresión:

$$Z_1(prim) = 0,85 \cdot Z_{TP} = 0,85 \cdot 35,78 = 30,413\Omega$$

**Ecuación 79: alcance de la zona 1 de la protección de distancia (primario)**

$$Z_1(sec) = 30,413 \cdot \frac{800/5}{220000/110} = 2,43\Omega$$

**Ecuación 80: alcance de la zona 1 de la protección de distancia (secundario)**

$$X_1 = 2,43\Omega$$

**Ecuación 81: alcance reactivo de la zona 1 de la protección de distancia (secundario)**

$$Z_{max} = \frac{0,9 \cdot V_{nom}}{1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{nom,carga}} = \frac{0,9 \cdot 220000}{1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 394} = 263,76\Omega$$

**Ecuación 82: impedancia máxima nominal medida por la protección de distancia**

$$R_{f-t}(prim) = 0,2 \cdot Z_{max} = 52,75\Omega$$

**Ecuación 83: alcance resistivo fase-tierra de la zona 1 de la protección de distancia (primario)**

$$R_{f-t}(sec) = \frac{800/5}{220000/110} \cdot 52,75\Omega = 4,22\Omega$$

**Ecuación 84: alcance resistivo fase-tierra de la zona 1 de la protección de distancia (secundario)**

$$R_{f-f}(sec) = \frac{R_{f-t}(sec)}{2} = \frac{4,22}{2} = 2,11\Omega$$

**Ecuación 85: alcance resistivo fase-fase de la zona 1 de la protección de distancia (secundario)**

### **AJUSTE ZONA 2**

El valor de la impedancia de la **zona 2** será ajustando mediante la siguiente expresión:

$$Z_2(prim) = 1,2 \cdot Z_{TP} = 1,2 \cdot 35,78 = 42,936\Omega$$

**Ecuación 86: alcance de la zona 2 de la protección de distancia (primario)**

$$Z_2(sec) = 42,936 \cdot \frac{800/5}{220000/110} = 3,43\Omega$$

**Ecuación 87: alcance de la zona 2 de la protección de distancia (secundario)**

$$X_2(sec) = 3,43\Omega$$

**Ecuación 88: alcance reactivo de la zona 2 de la protección de distancia (secundario)**

El valor de los alcances resistivos serán los mismos que para la zona 1 de la protección de distancia.

$$R_{f-t}(sec) = 4,22\Omega$$

**Ecuación 89: alcance resistivo fase-tierra de la zona 2 de la protección de distancia (secundario)**

$$R_{f-f}(sec) = 2,11\Omega$$

**Ecuación 90: alcance resistivo fase-fase de la zona 2 de la protección de distancia (secundario)**

### **AJUSTE ZONA 3**

El valor de la impedancia de la **zona 3** será ajustando mediante la siguiente expresión:

$$Z_3(prim) = 1,2 \cdot (Z_{TP} + Z_{Larga,0}) = 1,2 \cdot (35,78 + 48,86) = 101,568\Omega$$

**Ecuación 91: alcance de la zona 3 de la protección de distancia (primario)**

$$Z_3(sec) = 101,568 \cdot \frac{800/5}{220000/110} = 8,12\Omega$$

**Ecuación 92: alcance de la zona 3 de la protección de distancia (secundario)**

$$X_3(sec) = 8,12\Omega$$

**Ecuación 93: alcance reactivo de la zona 3 de la protección de distancia (secundario)**

El valor de los alcances resistivos serán los mismos que para la zona 1 de la protección de distancia.

$$R_{f-t}(sec) = 4,22\Omega$$

**Ecuación 94: alcance resistivo fase-tierra de la zona 3 de la protección de distancia (secundario)**

$$R_{f-f}(sec) = 2,11\Omega$$

**Ecuación 95: alcance resistivo fase-fase de la zona 3 de la protección de distancia (secundario)**

Con los ajustes seleccionados, la zona 1 no protege el transformador completo, por lo que si se requiere de un valor que proteja al transformador en su totalidad ante cualquier tipo de fallo, el valor de ajuste debe extenderse más allá del transformador, habitualmente al 1,5 veces el valor del transformador.

Siempre ha de asegurar la selectividad entre todas las unidades de protección.

El valor de ajuste para el rango de R debe ser inferior a la resistencia bajo condiciones de carga máxima. Para una distancia suficiente para el margen de carga, se recomienda el rangode20-50% de la RI max.

#### 5.4.4.1 Selección de bucle

##### **SELECCIÓN DE BUCLE= TODOS LOS BUCLES**

- Todos los bucles: se evalúan los 6 bucles posibles. Se recomienda usar este ajuste para sistemas eléctricos de potencia o plantas con una conexión a tierra del punto neutro.
- Dependiente de la corriente: se recomienda para sistemas eléctricos de potencia o plantas que no están puestas a tierra. Por ejemplo, para sistema de protección de generador

#### 5.4.4.2 Umbral mínimo de corriente de fase

##### **INTENSIDAD FASE MIN I>=0,5A**

Umbral de respuesta más bajo para la corriente, trabajando bajo la corriente de carga. Habitualmente se ajusta a 10-20% de la corriente nominal del objeto a proteger.

$$Intensidad\ fase\ min = 0,2 \cdot 394 \cdot \frac{5}{800} = 0,49 \approx 0,5A$$

**Ecuación 96: intensidad fase mínima de la corriente de fase para la protección de distancia**

#### 5.4.4.3 Umbral de sobrecorriente

##### **UMBRAL DE SOBRECORRIENTE=3,5A**

El ajuste ha de realizarse por encima de la corriente máxima de carga posible. Habitualmente 1,2-1,4 veces la corriente nominal.

$$Umbral\ sobrecorriente = 1,4 \cdot 394 \cdot \frac{5}{800} = 3,44 \approx 3,5A$$

**Ecuación 97: umbral de sobrecorriente para la protección de distancia**

#### 5.4.4.4 Dirección

Las posibles opciones son:

- Hacia delante
- Hacia detrás
- No direccional

Han de escogerse la correspondiente a cada zona de la protección de distancia según los requisitos de la aplicación.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de distancia de transformador:

<b>DISTANCIA (apoyo)</b>	
<b>General</b>	
<b>Inicio temporizador zonas</b>	con arranque de zonas
<b>Ángulo característico prot. Dist</b>	74
<b>Detección faltas a tierra</b>	3I0> o U0>
<b>Valor umbral 3I0&gt;</b>	0,5
<b>Valor umbral U0&gt;</b>	1,66
<b>Estabilización arranque 3I0</b>	0,1
<b>Selección bucle arranque</b>	sólo L-L

<b>Arranque impedancia</b>	
<b>Intensidad fase mínima</b>	0,5
<b>Recort. Imp. Carga f-t</b>	no
<b>Recort. Imp. Carga f-f</b>	no

<b>Zona 1</b>	
<b>Modo</b>	on
<b>blq. Disparo y registrador</b>	no
<b>Modo trabajo</b>	L-E y L-L
<b>Adap. Imp/t esp. Zonas</b>	no
<b>sentido direccional</b>	hacia delante
<b>Alcance X</b>	2,43
<b>R (f-t)</b>	4,22
<b>R(f-f)</b>	2,11
<b>Inclinación de zona</b>	0
<b>tiempo de disparo (1p)</b>	1,1
<b>Tiempo de disparo (mp)</b>	1,1
<b>kr</b>	1
<b>kx</b>	1

<b>Zona 2</b>	
<b>Modo</b>	on
<b>blq. Disparo y registrador</b>	no
<b>Modo trabajo</b>	L-E y L-L
<b>Adap. Imp/t esp. Zonas</b>	no
<b>sentido direccional</b>	hacia atrás
<b>Alcance X</b>	3,43
<b>R (f-t)</b>	4,22
<b>R(f-f)</b>	2,11
<b>tiempo de disparo (1p)</b>	0,4
<b>Tiempo de disparo (mp)</b>	0,4

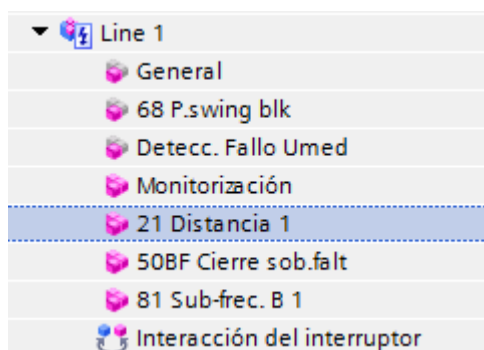
<b>Zona 3</b>
---------------



<b>Modo</b>	on
<b>blq. Disparo y registrador</b>	no
<b>Modo trabajo</b>	L-E y L-L
<b>Adap. Imp/t esp. Zonas</b>	no
<b>sentido direccional</b>	hacia atrás
<b>Alcance X</b>	8,12
<b>R (f-t)</b>	4,22
<b>R(f-f)</b>	2,11
<b>tiempo de disparo (1p)</b>	0,8
<b>Tiempo de disparo (mp)</b>	0,8

Tabla 35: Ajustes protección de distancia

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de distancia en DIGSI 5:



**General**

21.881.2311.110	Inicio temporizador zonas:	con arranque de zonas	▼
21.881.2311.107	Ángulo Carac.Prot.Dist.:	74,0	°
21.881.2311.105	Detección faltas a tierra:	3I0> o U0>	▼
21.881.2311.103	Valor umbral 3I0>:	0,50	A
21.881.2311.102	Valor umbral U0>:	1,660	V
21.881.2311.104	Estabiliz arranque 3I0:	0,10	
21.881.2311.108	Selección bucle Arr. f-ft:	sólo L-L	▼

**Arr. Impedancia**

21.881.3661.101	Intens. fase mín. Ix:	0,50	A
21.881.3661.102	Recort.imp.carga ft:	no	▼
21.881.3661.105	Recort.imp.carga ff:	no	▼

## Z 1

21.881.3571.1	Modo:	<input type="text" value="on"/>	▼
21.881.3571.2	Bloq. disp. y registrador:	<input type="text" value="no"/>	▼
21.881.3571.27	Blq.detec.int.inrush.cierr.:	<input type="text" value="no"/>	▼
21.881.3571.101	Modo trabajo:	<input type="text" value="L-E y L-L"/>	▼
21.881.3571.114	Adap. imp/t esp.zonas:	<input type="text" value="sí"/>	▼
21.881.3571.109	Sentido direccional:	<input type="text" value="hacia adelante"/>	▼
21.881.3571.102	Alcance X:	<input type="text" value="2,430"/>	Ω
21.881.3571.103	R (ft):	<input type="text" value="4,220"/>	Ω
21.881.3571.104	R (ff):	<input type="text" value="2,110"/>	Ω
21.881.3571.113	Inclinación de zona:	<input type="text" value="0"/>	°
21.881.3571.110	Tiempo de disparo (1p):	<input type="text" value="1,20"/>	s
21.881.3571.112	Tiempo de disparo (mp):	<input type="text" value="1,20"/>	s
21.881.3571.105	Kr:	<input type="text" value="1,00"/>	
21.881.3571.106	Kxc:	<input type="text" value="1,00"/>	

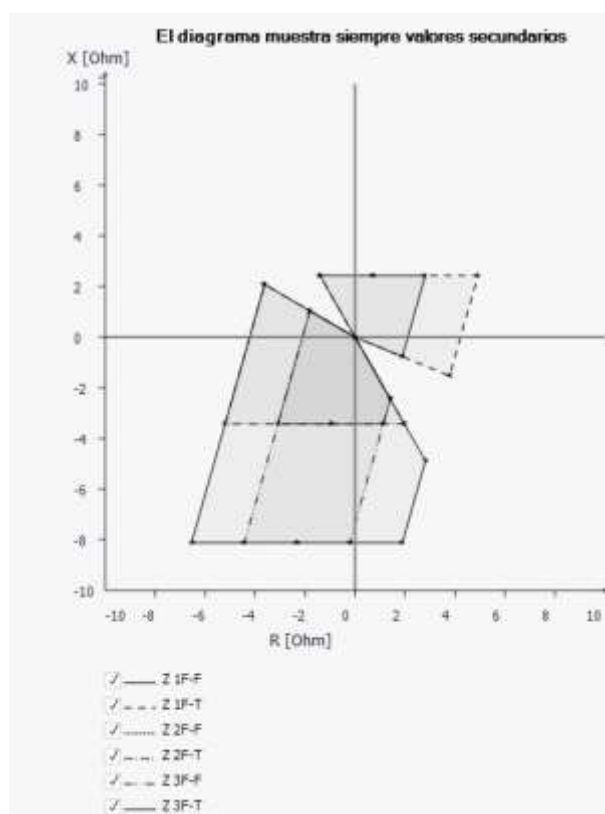
## Z 2

21.881.3572.1	Modo:	<input type="text" value="on"/>	▼
21.881.3572.2	Bloq. disp. y registrador:	<input type="text" value="no"/>	▼
21.881.3572.27	Blq.detec.int.inrush.cierr.:	<input type="text" value="no"/>	▼
21.881.3572.101	Modo trabajo:	<input type="text" value="L-E y L-L"/>	▼
21.881.3572.114	Adap. imp/t esp.zonas:	<input type="text" value="no"/>	▼
21.881.3572.109	Sentido direccional:	<input type="text" value="hacia atrás"/>	▼
21.881.3572.102	Alcance X:	<input type="text" value="3,430"/>	Ω
21.881.3572.103	R (ft):	<input type="text" value="4,220"/>	Ω
21.881.3572.104	R (ff):	<input type="text" value="2,110"/>	Ω
21.881.3572.110	Tiempo de disparo (1p):	<input type="text" value="0,40"/>	s
21.881.3572.112	Tiempo de disparo (mp):	<input type="text" value="0,40"/>	s

21.881.3573.1	Modo:	on	▼
21.881.3573.2	Bloq. disp. y registrador:	no	▼
21.881.3573.27	Blq.detec.int.inrush.cierr.:	no	▼
21.881.3573.101	Modo trabajo:	L-E y L-L	▼
21.881.3573.114	Adap. imp/t esp.zonas:	no	▼
21.881.3573.109	Sentido direccional:	hacia atrás	▼
21.881.3573.102	Alcance X:	8,120	Ω
21.881.3573.103	R (ft):	4,220	Ω
21.881.3573.104	R (ff):	2,110	Ω
21.881.3573.110	Tiempo de disparo (1p):	0,80	s
21.881.3573.112	Tiempo de disparo (mp):	0,80	s

**Ilustración 5-67: Ajustes protección de distancia en DIGSI 5**

La gráfica resultante para la función de distancia de la aplicación correspondiente al transformador en estudio es:



**Ilustración 5-68: Gráfica protección de distancia en DIGSI 5**

#### 5.4.5 Ajustes correspondientes a la Protección contra oscilación de potencia 68

##### 5.4.5.1 Zonas a bloquear

**ZONAS A BLOQUEAR=zona 1, zona 2, zona 3**

Se puede elegir individualmente cada zona existente en la función de protección de distancia que debe ser bloqueada durante una oscilación de potencia.

##### 5.4.5.2 Tiempo máximo de bloqueo

**TIEMPO MÁX. DE BLOQUEO=oo**

Se puede limitar la duración máxima de bloqueo de la protección de distancia durante una oscilación de potencia.

Si no existen requerimientos operativos en relación con la limitación temporal del bloqueo por oscilación de potencia, se recomienda el valor preajustado de oo.

La protección de distancia proporciona informaciones sobre los bucles de impedancia que han efectuado un arranque. En caso de oscilaciones pendulares se bloquean los arranques y disparos de la protección de distancia por fase y zona selectiva. La función bloqueo por oscilación de potencia opera sólo si la protección de distancia está activada.

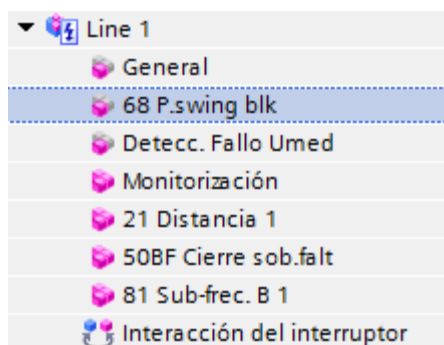
En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección contra oscilación de potencia:

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de sobrecorriente de tiempo definido de transformador:

OSCILACION DE POTENCIA	
Zonas a bloquear	21 zona 1
	21 zona 2
	21 zona 3
Modo	on
Tiempo máximo de bloqueo	oo

Tabla 36: Ajustes protección contra oscilación de potencia

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección contra oscilación de potencia en DIGSI 5:



68 P.swing blk

21.5311.102

Zonas a bloquear:

- ☒ 21 Distancia 1.Z 1
- ☒ 21 Distancia 1.Z 2
- ☒ 21 Distancia 1.Z 3

21.5311.1

Modo: on

21.5311.103

Tiempo máx. de bloqueo: 00 s

Ilustración 5-69: Ajustes protección contra oscilación de potencia en DIGSI 5

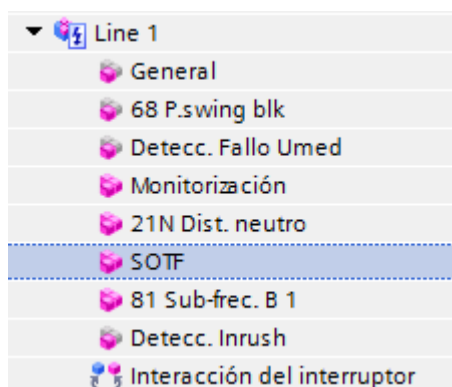
#### 5.4.6 Ajustes correspondientes a la Protección para cierre sobre falta SOTF

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección de cierre sobre falta:

CIERRE SOBRE FALTA	
Configuración	21 zona 1
	21 zona 2
	21 zona 3
Modo	on
Blq. Disparo y registrador	no
Retardo de disparo	0 s

Tabla 37: Ajustes Protección cierre sobre falta

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección de cierre sobre falta en DIGSI 5:



**Escalón 1**

21.1341.5941.102 Configuración: ☒ 21 Distancia 1.Z 1  
☒ 21 Distancia 1.Z 2  
☒ 21 Distancia 1.Z 3

21.1341.5941.1 Modo:

21.1341.5941.2 Bloq. disp. y registrador:

21.1341.5941.6 Retardo de disparo:  s

**Ilustración 5-70: Ajustes Protección cierre sobre falta en DIGSI 5**

#### 5.4.7 Ajustes correspondientes a la Protección contra sobrecarga 49T

Los valores de medida funcionales de la protección de sobrecarga se citan en la siguiente tabla:

Valor de medida	Descripción
<b>Intensidad equivalente L1</b>	Aparte de los valores de medida térmicos en tanto por ciento se señala adicionalmente la intensidad equivalente como valor de medida de intensidad térmica (A o kA). La intensidad equivalente es la intensidad primaria que corresponde al valor de medida térmico en tanto por ciento suponiendo condiciones estacionarias
<b>Intensidad equivalente L2</b>	
<b>Intensidad equivalente L3</b>	
<b>Intensidad equivalente máxima</b>	Siempre se señala el mayor de los tres valores de medida
<b>Tiempo hasta cierra</b>	Es el tiempo previsible hasta que sea posible un reenganche del objeto a proteger. Para el cálculo de este valor se consideran intensidades constantes. Entonces, la imagen térmica se encuentra por debajo del valor de ajuste del umbral de reposición.
<b>Tiempo hasta disparo</b>	Es el tiempo previsible hasta que ocurra un disparo (superación del valor 100 %). Para el cálculo de este valor se consideran intensidades constantes.
<b>Sobrecarga L1</b>	Indican la temperatura actual del objeto a proteger en tanto por ciento. Si se sobrepasa el 100 %, se efectúa el disparo.
<b>Sobrecarga L2</b>	
<b>Sobrecarga L3</b>	
<b>Sobrecarga máxima</b>	Siempre es el mayor de los tres valores de medida porcentuales

**Tabla 38: valores de medida funcionales de la protección de sobrecarga**

#### 5.4.7.1 *Umbral alarma intensidad*

##### **UMBRAL ALARMA INTENSIDAD=1.15**

Se ajusta de acuerdo a la intensidad máxima permanente admisible. El valor preajustado es de 1,15, para que coincida con el valor del factor k a aplicar.

#### 5.4.7.2 *Umbral de alarma térmica*

##### **UMBRAL DE ALARMA TÉRMICA=83%**

Puede asumirse el valor preajustado de 1,1 ya que la memoria térmica se establece al 83% de la intensidad nominal permanente. El cálculo se efectúa mediante una regla de 2

$$\frac{\theta}{\theta_{disp}} = \frac{100\%}{k^2} = 83\%$$

**Ecuación 98: Umbral de alarma térmica para la protección de sobrecarga térmica**

#### 5.4.7.3 *Umbral reposición aviso de disparo*

##### **UMBRAL REPOS. AVISO DISP=90%**

Se retira el arranque y el disparo si ocurre una disminución por debajo de este umbral. El valor preajustado es de 90%.

#### 5.4.7.4 *Arranque emergencia t. postfalta*

##### **ARRANQ. EMERG. T. POSTFALTA**

Se puede ajustar el tiempo durante el cual un bloqueo del disparo debe estar todavía activo después de salir la señal de entrada binaria >Arranque emergencia.

El tiempo postfalta del arranque de emergencia debe ser ajustado para una duración suficientemente larga, de manera que la memoria térmica después del enfriamiento esté debajo del umbral de reposición. Seleccione un tiempo en la dimensión de la Constante de enfriamiento (k enfriamiento).

En la configuración actual no se tendrá en cuenta este parámetro en los ajustes.

#### 5.4.7.5 *Factor k*

##### **FACTOR K=1.15**

Describe el valor límite de la carga máxima permanente admisible.

La intensidad nominal del objeto a proteger (en este caso el transformador) es la intensidad básica para la detección de sobrecarga.

Para transformadores el rango habitual es de 1,15 a 2,1 para el factor. Para la configuración actual se escogerá el valor mínimo de 1,15.

Se puede calcular el valor exacto mediante la siguiente expresión:

$$k = \frac{I_{max,perm}}{I_{nom,obj}} = \frac{754,4}{656} = 1,15$$

**Ecuación 99: Factor para la protección de sobrecarga térmica**

#### 5.4.7.6 Constante de tiempo térmica

**CONST. TIEMPO TÉRMICA=789.89s**

El valor de la intensidad debe estar cercano al valor de la intensidad de sobrecarga. Las características de disparo están especificadas tanto para el estado en frío como en caliente. Para el cálculo de la constante de tiempo se recomienda utilizar la constante de enfriamiento. Se debe utilizar la siguiente fórmula para su cálculo:

$$t = \tau_{th} \cdot \ln \left( \frac{\frac{1}{k^2} \cdot \left( \frac{1}{I_{nom,Tr}} \right)^2 - \frac{1}{k^2} \cdot \left( \frac{I_{carga,previa}}{I_{nom,tr}} \right)^2}{\frac{1}{k^2} \cdot \left( \frac{1}{I_{nom,Tr}} \right)^2 - 1} \right)$$

**Ecuación 100: Constante de tiempo térmica para la protección de sobrecarga térmica**

Para el funcionamiento en “frío” se establece la intensidad de carga previa nula.

En la configuración actual, con un factor K=1,1, y según la característica ANSI Clase 10 con 1,5I/Inom,obj, se obtiene de la curva característica de sobrecarga térmica, un tiempo de disparo exigido de 700s. Sustituyendo en la fórmula:

$$700 = \tau_{th} \cdot \ln \left( \frac{\frac{1}{1,15^2} \cdot \left( \frac{1,5 \cdot I_{nom,obj}}{I_{nom,obj}} \right)^2}{\frac{1}{1,15^2} \cdot \left( \frac{1,5 \cdot I_{nom,obj}}{I_{nom,obj}} \right)^2 - 1} \right)$$
$$\tau_{th} = \frac{700}{0,88619} = 789,89 \text{ s}$$

**Ecuación 101: valor de la constante térmica**

#### 5.4.7.7 Constante de enfriamiento

**CONST. ENFRIAMIENTO=5229.27s**

La detección del estado se efectúa mediante la intensidad. Para la constante de enfriamiento se selecciona 7 veces el valor de la constante térmica de tiempo.

$$\tau_{enf} = 7 \cdot \tau_{th} = 7 \cdot 789,89 = 5229,27s$$

**Ecuación 102: constante enfriamiento**

#### 5.4.7.8 Intensidad máxima térmica

**IMAX TERMICA=2.5A**

Se ajusta el umbral de intensidad. Si se esperan tiempos de arranque del motor largos (>25seg) se debe reducir la limitación de la intensidad.

En la configuración actual, con el valor de Inom de 1A, se ajusta el valor de la corriente máxima térmica a 2,5 A por recomendación del manual del equipo.

#### 5.4.7.9 Intensidad mínima de enfriamiento

**IMIN ENFRIAMIENTO=0.05**

Puede orientarse a la intensidad del motor en vacío. Si no existen datos, el ajuste recomendado es 0,05 I/Inomobj.



Con una disminución por debajo de este valor, se cambia de manera automática la constante de enfriamiento.

#### 5.4.7.10 Memorización de la imagen térmica

##### **MEMORIZ. IMAGEN TERM=NO**

Si se ha dispuesto de una tensión auxiliar continua para los equipos de protección y control, se asume el ajuste de “no”

#### 5.4.7.11 Componente con $I > I_{max}$ térmica

##### **COMP. CON $I > I_{MAX}$ TERM=LIMITACION INTENSIDAD**

Se selecciona el procedimiento con el cual la función reacciona con intensidades de CC.

Para que la protección de sobrecarga no efectúe un disparo anticipado debido a constantes de tiempo pequeñas, altas cargas previas y altas intensidades de cortocircuito, se puede influenciar la imagen térmica. Ya que una sobreintensidad, por ejemplo, debido al arranque del motor también puede producir un cierto calentamiento térmico del devanado del estator, se recomienda para máquinas el procedimiento de limitación de la intensidad de entrada.

- **Limitación de la intensidad:** Las intensidades de entrada se limitan al valor ajustado en el parámetro  $I_{m\acute{a}x}$  térmica. Si la intensidad medida sobrepasa el valor de la intensidad ajustada, se conduce el valor limitado de la intensidad a la imagen térmica. Un umbral de intensidad razonable es de aprox. 2 a 2,5  $I_{nom}$ , Obj..
- **Congelar imagen térmica:** Si las intensidades de entrada superan el parámetro  $I_{m\acute{a}x}$  térmica, se congela la imagen térmica durante el tiempo en que es excedido.

En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección ante sobrecarga térmica:

SOBRECARGA - IMAGEN TÉRMICA	
Modo	on
Bloq. Disp. Y registrador	no
Umbral alarma intensidad	1,15
Umbral de alarma térmica	83
Umbral reposición aviso disparo	90
Factor k	1,15
Constante tiempo térmica	790
Intensidad máxima térmica	2,5
Sobretemperatura con $I_{nom}$	70
Memoriz. Imagen térmica	no
Comp. Con $I > I_{max}$ térmica	limit. Intesnidad
Sensor de temperatura	ninún
Temperatura preajustada	40
Temperatura mínima	-20

Tabla 39: Ajustes Protección sobrecarga térmica

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección ante sobrecarga térmica en DIGSI

5:

VI 1ph 3

General

Sobrecarga 49

Interacción del interruptor

Sobrecarga 49

831.601.1	Modo:	on	
831.601.2	Bloq. disp. y registrador:	no	
831.601.101	Umbral alarma intensidad:	1,15	A
831.601.104	Umbral de alarma térmica:	83	%
831.601.105	Umbral repos. aviso disp.:	90	%
831.601.106	Factor K:	1,15	
831.601.110	Const. tiempo térmica:	790	s
831.601.107	Imáx térmica:	2,50	A
831.601.109	Sobretemp. con Inom:	70	K
831.601.113	Memoriz. imagen térm.:	no	
831.601.114	Comp.con I> Imáx térm.:	Limit. intensidad	
831.601.44	Sensor de temperatura:	Ningún	
831.601.118	Temperatura preajustada:	40	°C
831.601.117	Temperatura mín.:	-20	°C

Ilustración 5-71: Ajustes Protección sobrecarga térmica en DIGSI 5

La gráfica resultante para la función de imagen térmica:

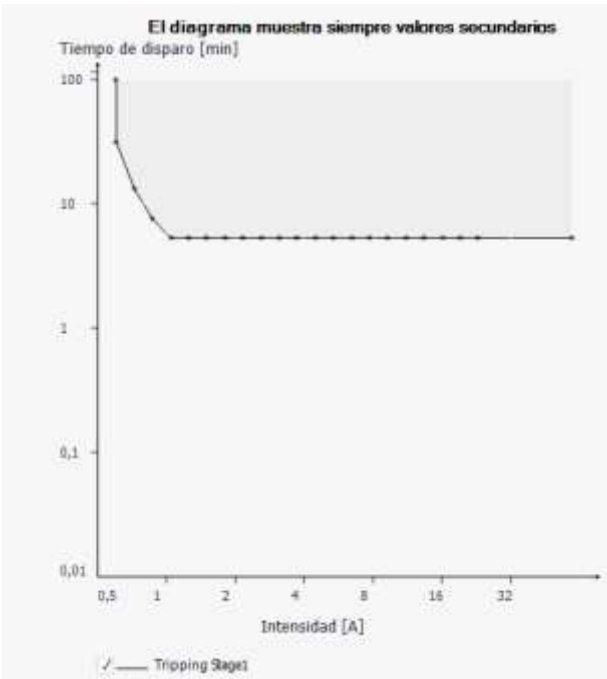


Ilustración 5-72: Gráfica Protección contra sobrecarga térmica en DIGSI 5

5.4.8.1 Inicio mediante entrada binaria

**INICIO POR ENTRADA BIN= 2 CANALES**

- No: si no está previsto ningún inicio externo, se ajusta con el parámetro NO.
- 2 canales: si existe peligro de que el fallo del interruptor pueda generar un disparo debido a una activación errónea de la entrada binaria de inicio, se utiliza una activación por dos canales en las siguientes situaciones
  - El valor de reacción (valor umbral) está ajustado menor que la intensidad de carga
  - Pueden existir condiciones de servicio con flujo de intensidad mayores que el valor de reacción
- 1 canal: si solo se dispone de un circuito de control de una entrada binaria para el inicio del fallo del interruptor.

5.4.8.2 Tiempo de supervisión de la señal de autorización

**T.SUPERV.SEÑAL AUTORIZ=0.06 s**

Depende de la función externa que genera la señal de autorización. Si el arranque o disparo de una protección externa es utilizado como señal de autorización, se puede mantener el preajuste. Si se puede asegurar que la señal de autorización se presenta antes que la señal de inicio, se puede poner el tiempo a 0.

5.4.8.3 Sostener la señal interna

**SOSTENER SEÑAL INT. INICIO = SI**

- Si: La señal de inicio se sostiene como estándar con un inicio interno. La reposición de la función se efectúa por la detección de la posición del interruptor. Si no se puede garantizar que el interruptor también se abra tripolarmente con un arranque saliente, se debe seleccionar este ajuste.
- No: Si debido a la aplicación se garantiza que el interruptor se abre con seguridad con la señal de inicio saliente.

5.4.8.4 Sostener la señal externa

**SOSTENER SEÑAL EXT. INICIO= NO**

- Si: si no se puede asegurar que el interruptor también se abre con la señal de inicio externo saliente, se puede sostener la señal de inicio
- No: la función de fallo de interruptor se desactiva con la señal de inicio saliente.

5.4.8.5 Valor umbral de la intensidad de fase-fase, fase-tierra

**VALOR UMBRAL I FASE= 9.55**

Es recomendable realizar el ajuste a la mitad de la intensidad de cortocircuito mínima para que la desconexión de la falta pueda ser reconocida rápidamente y que la función por esta razón, pueda desactivarse rápidamente.

$$Valor\ umbral(prim) = \frac{I_{cc,bif,132kV}}{2} = \frac{3820}{2} = 1910\ A$$

$$Valor\ umbral(sec) = 1910 \cdot \frac{5}{1000} = 9,55\ A$$

Si en caso de falta a tierra se producen intensidades de falta a tierra relativamente bajas, dependiendo del tratamiento y/o condiciones de carga, se debe elegir para el parámetro de umbral el ajuste más sensible posible.

#### **5.4.8.6 *Admitir el criterio de contactos auxiliares del interruptor para la protección en la red***

##### **PERMITIR CRIT. CONT. AUX. IP= CON IP CIERRE 3POL**

- No: Si bajo todas las condiciones, con el interruptor cerrado, existe un flujo de intensidad suficiente, es recomendable no usar el criterio de contactos auxiliares, ya que la medida mediante el flujo de intensidad es un criterio más seguro.
- Con IP cierre 3Pol: cuando la intensidad no es un criterio seguro para determinar la posición del interruptor, se debe admitir adicionalmente el criterio de los contactos auxiliares. Recomendable adoptar este ajuste en las siguientes situaciones:
  - Disparos del interruptor en el lado de AT y BT del transformador. Si solo uno de los dos interruptores efectúa un disparo, no existe ningún flujo de intensidad
  - Disparos de funciones de protección cuya decisión de disparo no se basa en una medida de intensidad, relaciona con situaciones de baja carga.
  - Acoplar el disparo de una protección Buchholz.

#### **5.4.8.7 *Reposición***

##### **REPOSICION=CON AUX. Y CRITERIO INTENSIDAD**

- Con criterio valido: preferencia a la intensidad como criterio seguro para detectar la posición del interruptor.
- Con aux. y criterio intensidad: ajuste para las situaciones mencionadas anteriormente.

#### **5.4.8.8 *Repetición de disparos***

##### **REPETICION DISP. TRAS T1=NO**

- No: si no existe un accionamiento redundante del interruptor, no es necesario repetir el disparo en el interruptor local.
- Inicio T2 tras T1: Si existe un accionamiento redundante del interruptor (2ª bobina de disparo con 2 circuitos de disparo), es razonable una repetición del disparo en el interruptor local. Este ajuste separa claramente el transcurso temporal de los procesos para la repetición del disparo y para el disparo de reserva. La suma de los tiempos T1 y T2 sería el tiempo de despeje total de la falta.
- Inicio T2, t! paralel.: alternativamente al ajuste anterior, se pueden iniciar los tiempos T1 y T2 paralelamente.

#### **5.4.8.9 *Retardo T1 repetición de disparo tripolar***

##### **RET. T1 REPET. DISP. 3P=NO**

Se puede visualizar ajustando la repetición de disparo. El ajuste corresponde a algunas de las siguientes situaciones posibles:

- 0 segundos: cuando el tiempo mínimo para el despeje de la falta tiene la prioridad más alta.
- 50 ms: se puede detectar el defecto del primer circuito de disparo mediante la evaluación de la perturbografía.
- >50 ms: se garantiza una reposición segura de la función de fallo de interruptor con el interruptor abierto.

#### 5.4.8.10 Retardo T2 tripolar

##### **RETARDO T2 3P. =NO**

Debe garantizarse que la función se desactiva con seguridad después de abrir el interruptor local y así evitar un disparo de reserva bajo cualquier circunstancia.

Si T2 se inicia después de T1, el tiempo T1 no debe ser considerado en el ajuste de T2.

El disparo de reserva (T2) debe ser configurado para el accionamiento de los interruptores adyacentes a una salida binaria.

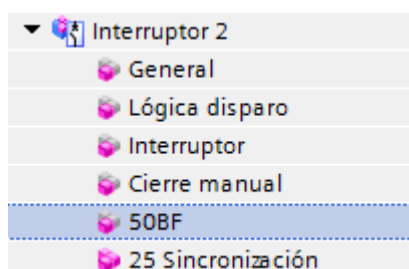
En la siguiente tabla se muestran todos los ajustes que deben realizarse para la protección contra fallo del interruptor:

FALLO INTERRUPTOR	
Modo	on
Sostener señal interna inicio	si
Inicio por entrada binaria	2 canales
Sostener señal externa inicio	no
T.superv.Señal autorización	0,06
Permitir Crit. Con. Aux. IP	con IP cierre 3 pol
Reposición	con criterio válido
Repetición dips. Tras T1	no
Valor umbral I fase	9,55
Valor umbral I tierra	4,775
Ret. T1 Repet. Disp 3p	0,05
Retardo T2 3p	0,2
Tiempo min. Disparo	0,1
Plausibilidad con 3I0	si

Tabla 40: Ajustes Protección contra fallo interruptor

En la siguiente figura se muestran los parámetros de la protección ante fallo del interruptor en DIGSI

5:



202.4381.1	Modo:	on	▼	
202.4381.105	Sostener señal int. inicio:	sí	▼	
202.4381.107	Inicio por entrada bin.:	2 canales	▼	
202.4381.106	Sostener señal ext. inicio:	no	▼	
202.4381.111	T. superv. Señal autoriz.:	0,06		s
202.4381.103	Permitir Crit.Cont.Aux.IP:	con 'IP cierre 3pol'	▼	
202.4381.104	Reposición:	con criterio válido	▼	
202.4381.108	Repetición disp. tras T1:	no	▼	
202.4381.102	Valor umbral I fase:	9,55		A
202.4381.101	Valor umbral I a tierra:	4,78		A
202.4381.109	Ret.T1 Repet. disp. 3p.:	0,05		s
202.4381.110	Retardo T2 3p.:	0,13		s
202.4381.112	Tiempo mín. Disparo:	0,10		s
202.4381.120	Plausibilidad con 3I0:	sí	▼	

Ilustración 5-73: Ajustes Protección contra fallo interruptor en DIGSI 5

## 5.5 Configuración del sistema de protección en DIGSI 5

La configuración realizada en la herramienta DIGSI 5 de SIPROTEC 5 tiene la siguiente estructura:

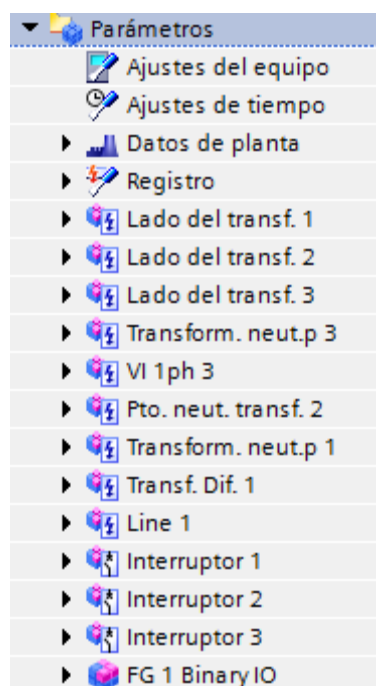


Ilustración 5-74: Estructura en árbol de la configuración en DIGSI 5







▼  Datos de planta
 General
 Punto Med. I-3f 1
 Punto Med. I-3f 2
 Punto Med. I-3f 3
 Meas.point I-1ph 3
 Punto Med. I-1f 2
 Meas.point I-1ph 1
 Meas.point V-3ph 2
 Meas.point V-1ph 2

Ilustración 5-75: Puntos de medida de la configuración en DIGSI 5







▼  Lado del transf. 1
 General
 Monitorización
 50N/51 S-int. 3f-B 1
 50N/51N S-int.ntrB1
 Interacción del interruptor

Ilustración 5-76: Lado de AT del transformador en DIGSI 5







▼  Lado del transf. 2
 General
 Monitorización
 50N/51 S-int. 3f-B 1
 50N/51N S-int.ntrB1
 Interacción del interruptor

Ilustración 5-77: Lado de MAT del transformador en DIGSI 5







▼  Lado del transf. 3
 General
 Monitorización
 50N/51 S-int. 3f-B 1
 50N/51N S-int.ntrB1
 Interacción del interruptor

Ilustración 5-78: Lado de MT del transformador en DIGSI 5










▼  Transform. neut.p 3
 General
 50N/51N S-int. 1f-B1
 50N/51N S-int. 1f-B2
 Interacción del interruptor

Ilustración 5-79: Neutro lado de MT del transformador en DIGSI 5

▼  VI 1ph 3
 General
 Sobrecarga 49
 Interacción del interruptor

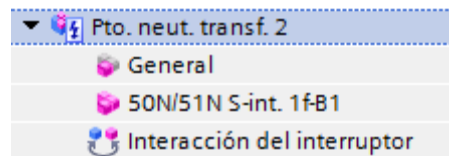


Ilustración 5-80: Neutro lado de MAT del transformador en DIGSI 5

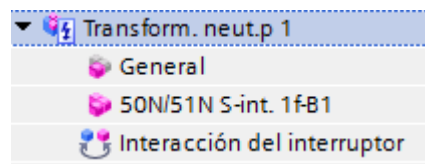


Ilustración 5-81: Neutro lado de AT del transformador en DIGSI 5

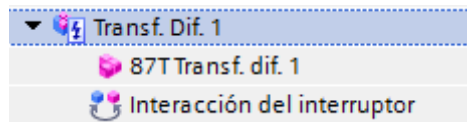


Ilustración 5-82: Transformador diferencial en DIGSI 5

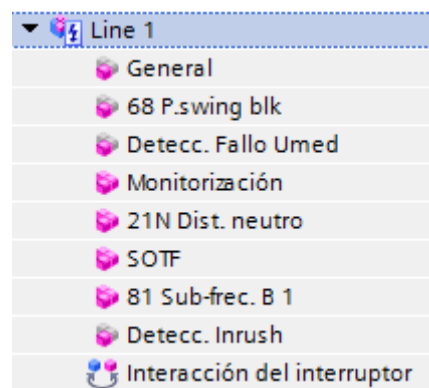


Ilustración 5-83: Línea 1 en DIGSI 5

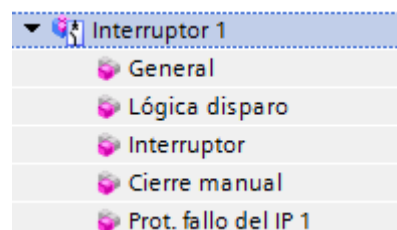


Ilustración 5-84: Interruptor 1 en DIGSI 5

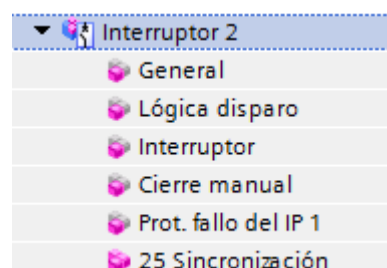
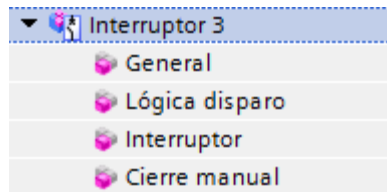


Ilustración 5-85: Interruptor 2 en DIGSI 5





**Ilustración 5-86: Interruptor 3 en DIGSI 5**

## 5.6 Diagrama unifilar

El diagrama unifilar correspondiente al transformador de potencia, con los puntos de medida incorporados en la configuración en DIGSI y las funciones de protección, se representa en la figura siguiente:



A continuación se presentan todas las asignaciones funcionales del equipo.

#### 5.7.1 Conexionados de Entradas analógicas de tensión

- 3-V1 (3B1-3B2) → Tensión Fase-Tierra VA de TT Lado AT.
- 3-V2 (3B3-3B4) → Tensión Fase-Tierra VB de TT Lado AT.
- 3-V3 (3B5-3B6) → Tensión Fase-Tierra VC de TT Lado AT.
- 3-V4 (3B7-3B8) → Tensión Fase-Tierra Vx de TT Barras AT.

#### 5.7.2 Conexionados de Entradas analógicas de intensidad

- 1-I1 (1A1-1A2) → Intensidad de Fase IA de TI Lado AT.
- 1-I2 (1A3-1A4) → Intensidad de Fase IB de TI Lado AT.
- 1-I3 (1A5-1A6) → Intensidad de Fase IC de TI Lado AT.
- 1-I4 (1A7-1A8) → Intensidad Residual de PAT Lado AT.
- 1-I5 (1B1-1B2) → Intensidad de Fase IA de TI Lado MAT.
- 1-I6 (1B3-1B4) → Intensidad de Fase IB de TI Lado MAT.
- 1-I7 (1B5-1B6) → Intensidad de Fase IC de TI Lado MAT.
- 1-I8 (1B7-1B8) → Intensidad Residual de PAT Lado MAT.
- 3-I1 (3A1-3A2) → Reserva.
- 3-I2 (3A3-3A4) → Reserva.
- 3-I3 (3A5-3A6) → Reserva.
- 3-I4 (3A7-3A8) → Reserva.

#### 5.7.3 Conexionados de Entradas Binarias

- 1-EB1 (1D9(+)-1D11(-)) → 52 ABIERTO (AT).
- 1-EB2 (1D10(+)-1D12(-)) → 52' ABIERTO (MAT).
- 1-EB3 (1D13(+)-1D11(-)) → 52 CERRADO (AT).
- 1-EB4 (1D14(+)-1D12(-)) → 52' CERRADO (MAT).
- 2-EB1 (2B12(+)-2B11(-)) → RESERVA.
- 2-EB2 (2B14(+)-2B11(-)) → RESERVA.
- 2-EB3 (2B13(+)-2B11(-)) → DISP. PROT. PROP. TRAFO Y PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO
- 3-EB1 (3C13(+)-3D1(-)) → ARRANQUE OSCILO.
- 3-EB2 (3C14(+)-3D2(-)) → BLOQUEO 87T.
- 3-EB3 (3D5(+)-3D3(-)) → ORDEN DE CIERRE CON 25.
- 3-EB4 (3D6(+)-3D4(-)) → FALTA TENSIÓN PROTECCIÓN.
- 3-EB5 (3D7(+)-3D9(-)) → FALTA TENSIÓN SINCRONISMO.
- 3-EB6 (3D8(+)-3D10(-)) → SINCRONISMO EN SERVICIO.
- 3-EB7 (3D13(+)-3D11(-)) → RESERVA.
- 3-EB8 (3D14(+)-3D12(-)) → RESERVA.

#### 5.7.4 Conexionados de Salidas Binarias

- 1-SB1 (1D1-1D2) → DISPARO 1ª ó 2ª BOB. 52 (AT).
- 1-SB2 (1D3-1D4) → DISPARO 1ª ó 2ª BOB. 52' (MAT).

- 1-SB3 (1D5-1D6) → RESERVA.
- 1-SB4 (1D7-1D8) → RESERVA.
- 2-SB1 (2B3-2B4) → FALLO TOTAL REFRIGERACIÓN.
- 2-SB2 (2B5-2B8) → ARRANQUE OSCILO.
- 2-SB3 (2B7-2B10) → FALTA CC O FALLO PROTECCIÓN.
- 3-SB1 (3B9-3B10) → ORDEN DE CIERRE CON 25.
- 3-SB2 (3B11-3B12) → DISP. 87T BLOQ. CONEX. TR.
- 3-SB3 (3B13-3B14) → RESERVA.
- 3-SB4 (3C1-3C2) → RESERVA.
- 3-SB5 (3C3-3C6) → RESERVA.
- 3-SB6 (3C7-3C10) → RESERVA.

# 6 CONCLUSIONES

## 6.1 Resumen del trabajo realizado

El sistema eléctrico se divide en generación, transporte y distribución. En cada una de estas partes podrán encontrarse distintos elementos que permiten el correcto funcionamiento de la red eléctrica. Estos elementos han de tener una protección que permita cumplir con los principios del SEP:

- Seguridad de la red.
- Seguridad de las personas.
- Calidad de la energía eléctrica.
- Continuidad y estabilidad de la red.

El presente trabajo se ha centrado en conocer en profundidad el transformador de potencia, elemento con una elevada importancia dentro del sistema eléctrico. Este elemento tiene que tener un sistema de protección con una magnitud de importancia tan elevada como el elemento en sí, ya que su fallo puede dar lugar a grandes repercusiones dentro del mercado eléctrico.

Por ello, se han estudiado cada uno de los fallos internos y externos que pueden ocasionarse en el transformador de potencia, para poder aplicar la filosofía adecuada en la selección de su sistema de protección.

Una vez estudiadas cada una de las funciones de protección asociadas al transformador, se han seleccionado las fundamentales que ha de incorporar cualquier sistema de protección básico del transformador, diferenciándolas entre funciones principales y de respaldo.

El relé 7UT86 de Siemens ha sido el equipo seleccionado para la protección del transformador. Las funciones seleccionadas seguirán unos criterios que habrá que tener en cuenta para el cálculo de los ajustes de cada una de las funciones.

Una vez obtenidos todos los ajustes de las funciones de protección, son incorporados a la configuración del relé 7UT86 a través de su herramienta de configuración DIGSI 5.

Finalmente, para una mejor comprensión de las funciones dentro del sistema de protección, se ha realizado un unifilar básico en el que se pueden visualizar la localización de cada una de las funciones y su respectiva conexión a través de los transformadores de tensión e intensidad.

## 6.2 Conclusiones

El sistema de protección seleccionado, calculado y configurado podrá ser útil para aplicaciones reales, pudiendo obtener en todo momento las razones originales de la selección de cada una de las funciones que conformarán el sistema de protección del transformador.

El presente trabajo analiza de principio a fin el elemento protegido y el sistema de protección adecuado para dicho elemento.

Todos los ajustes realizados son de carácter real y aplicable a cualquier sistema de transformador, ya que los resultados obtenidos pueden compararse con las configuraciones de equipos de Siemens, y obtener resultados similares.

### 6.3 Presupuesto del proyecto

Para finalizar el proyecto, es conveniente realizar un presupuesto general del mismo, donde se diferenciarán entre las horas dedicadas del tutor y del alumno, haciendo el total de horas de ingeniería básica.

En este estudio no se tendrán en cuenta los precios de los relés de protección de Siemens, por ser información reservada.

Teniendo en cuenta que el proyecto comenzó a realizarse en su totalidad a inicios del segundo cuatrimestre, con fecha 25 de enero de 2016, los resultados de horas dedicadas y presupuestos parciales son los mostrados en las tablas que continúan:

Tutor: DAVID LÓPEZ CORTÓN			
	HORAS	PRECIO/HORA	PRESUPUESTO TUTOR
Desarrollo de la estructura del proyecto	10	20,00 €	200
Búsqueda de información	30	40,00 €	1200
Revisión de documentación	30	70,00 €	2100
Reuniones de apoyo	20	30,00 €	600
Revisión del proyecto	40	70,00 €	2800
Corrección de ajustes	20	70,00 €	1400
Soporte técnico	40	50,00 €	2000
	190		10.300,00 €

Tabla 41: Presupuesto del Tutor del TFG: David López Cortón

Tutor: AMPARO MARÍA MORENO PARCERO			
	HORAS	PRECIO/HORA	PRESUPUESTO ALUMNO
Desarrollo de la estructura del proyecto	40	6,00 €	240
Búsqueda de información	60	10,00 €	600
Redacción del proyecto	130	20,00 €	2600
Reuniones de apoyo	20	6,00 €	120
Cálculo de ajustes	60	40,00 €	2400
Configuraciones	40	30,00 €	1200
Ingeniería	20	30,00 €	600
	370		7.760,00 €

Tabla 42: Presupuesto del Alumno del TFG: Amparo M<sup>a</sup> Moreno Parceró

Se puede comprobar que la relación entre los créditos del trabajo de fin de grado se adecua a las horas efectivas trabajadas:

$$1 \text{ crédito} = 30 \text{ horas alumno}$$

$$TFG = 12 \text{ créditos} = 360 \text{ horas alumno}$$

**Ecuación 103: horas dedicadas al TFG por el alumno**

Se ha tenido en cuenta un coeficiente de relación entre las horas trabajadas por el alumno y el tutor de valor 2, de tal manera que se sigue la siguiente expresión:

*1 hora dedicada por el alumno = 2 dedicada por el tutor*

$$\text{horas tutor} = \frac{360}{2} = 180 \text{ horas}$$

#### **Ecuación 104: horas dedicadas al TFG por el tutor**

En este caso la misión del tutor ha sido aportar toda la información necesaria para llevar a cabo la investigación y redacción del proyecto actual, su posterior corrección de cálculos y revisión de la memoria, siempre ofreciendo la respuesta a cualquier tipo de consulta, como soporte técnico al alumno.

Finalmente, el presupuesto total alcanzará la suma de 18060€, teniendo en cuenta las horas del ingeniero superior con alta experiencia en el sector de protecciones eléctricas, y las horas dedicadas por la alumna estudiante de último año de grado, con un año de experiencia en el sector de las protecciones.

## **6.4 Trabajos futuros**

El sistema de protección seleccionado y configurado, podrá ser dotado adicionalmente de un sistema de telecomunicación, pudiendo automatizar la instalación en su totalidad.

Actualmente es un trabajo en desarrollo el prever las situaciones en falta y poder actuar de manera preventiva y automática ante ellas. Para ello, el sistema de protección tiene que trabajar paralelamente con un sistema de monitorización continuo y un sistema de comunicación.

Sería de gran interés como trabajo futuro el dotar al sistema del transformador estudiado en esta ocasión, de estos dos sistemas adicionales, fundamentados en el estándar IEC 61850, objeto de estudio de todas las compañías eléctricas.

## 7 INDICE

- 1] ENDESA, «EndesaEduca,» Endesa, [En línea]. Available: [www.endesaeduca.com](http://www.endesaeduca.com).
- 2] SIEMENS S.A., Manual 7UT86, 2016.
- 3] P. Zúñiga, «Instalaciones Eléctricas,» 2 Noviembre 2015. [En línea]. Available: <http://instalacioneselctricasresidenciales.blogspot.com.es/>.
- 4] SEI, «Seielectric,» [En línea]. Available: [www.seielectric.com](http://www.seielectric.com).
- 5] Desconocido, «E-ducativa,» [En línea]. Available: [www.e-ducativa.catedu.es](http://www.e-ducativa.catedu.es).
- 6] Desconocido, «automatismoindustrial,» [En línea]. Available: [www.automatismoindustrial.com](http://www.automatismoindustrial.com).
- 7] E. R. Oliva, Transformadores de potencia, de medida y de protección, 7ma Edición ed., Barcelona: Marcombo Boixareu Editores, 1998.
- 8] Desconocido, *Mantenimiento de Transformadores de Potencia, La prueba dinámica del cambiador de tomas*, Electrical Testing Group Ingeniería.
- 9] Universidad de Carabobo, «Máquinas Eléctricas I,» Universidad de Carabobo, [En línea]. Available: <http://www.ing.uc.edu.ve/electrica/potencia/>.
- 10] N. A.Lemozy, «Ensayo de Transformadores».
- 11] Universidad de Vigo, «Curso de electromagnetismo,» [En línea]. Available: <http://quintans.webs.uvigo.es>.
- 12] J. C. Burgos, *Apuntes: Circuitos Magnéticos y Transformadores*, Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
- 13] Definiciones de Google, *Definiciones de Google*.
- 14] Z. Javier Larrieta, I. P. Gilbert, D. Badetz, P. Mulroy y V. Aritz Hurtado, «Procedimiento y dispositivo de monitorización de descargas parciales». Patente WO2012175779 A1, 27 Diciembre 2012.
- D. Azuaje, «Origen y definición de las sobretensiones,» 2 Junio 2012. [En línea]. Available:



- 15] [www.sobretensioneselectricas.blogspot.com.es](http://www.sobretensioneselectricas.blogspot.com.es).
- Desconocido, «CH transformadores,» [En línea]. Available: [www.transformadores.cl](http://www.transformadores.cl).
- 16]
- Schneider Electric, «Protección contra sobretensiones».
- 17]
- Desconocido, «Escalera de Jacob,» 10 Octubre 2012. [En línea]. Available: [www.teslalugo.blogspot.com.es](http://www.teslalugo.blogspot.com.es).
- 18]
- Desconocido, «Controlado el incendio en una central eléctrica en Mallorca,» *El mundo*, 30 Julio 2007.
- 19]
- Red Eléctrica de España, ENDESA, GESA, UNELCO, «Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos peninsulares y extrapeninsulares,» 2005.
- 20]
- E. R. Trujillo, *Tesis: Detección de averías en cambiadores de tomas en carga de transformadores basado en el patrón de vibraciones*, Leganés, 2009.
- 21]
- E. S. Ramírez, *Tesis: Determinación de las impedancias homopolares de transformadores trifásicos de tres columnas con conexión YNyd a partir de sus dimensiones geométricas*, Leganés, 2014.
- 22]
- I. Ingeniería, «Mantenimiento de transformadores de potencia, Fallas: La importancia de la cruva "Bath-Tub",» Electrical Testing Group.
- 23]
- Iberdrola, *Placa de Características Trafo 220/132kV*.
- 24]
- COES SINAC (SEIN), «Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN,» 2008.
- 25]
- Red Eléctrica de España, «Filosofía de Protección de la Red de Transporte,» 1990.
- 26]
- D. L. Cortón, *Apuntes: Protecciones eléctricas*, Leganés, 2015-2016.
- 27]
- ABB, «ABB,» ABB, 2016. [En línea]. Available: <http://new.abb.com/es>.
- 28]
- Schneider Electric, «El transformador y su entorno, para una protección máxima,» 2007.
- 29]
- G. C. Caicedo, *Protecciones Eléctricas - Notas de Clase*, Bucaramanga, 2007.
- 30]
- C. G. Cruz, «Cálculo de corrientes de cortocircuito de Baja Tensión,» 2001.
- 31]
- Mario Orlando Rivera, Arturo Suman Bretas, Oscar Eduardo Perrone, José Horacio Reversat,

- 32] Horacio Emilio Muñoz, «Principales características de la corriente Inrush en un transformador».
- 33] COMEM, «Relé de acumulación de gas del tipo Buchholz según norma CENELEC EN 50216-2 y dispositivo de toma de gas,» Marzo 2007. [En línea]. Available: <http://www.comem.com>.
- 34] IEEE, *IEEE Std C37.91-2008 IEEE Guide for Protecting Power Transformers*, 2008.
- 35] R. P. Hernández, «Análisis de falla en un transformador de potencia,» vol. 33, nº 1, pp. 59-68, 2012.
- 36] E. S. Ochoa, «severomaquinaselectricas,» [En línea]. Available: <http://severomaquinaselectricas.wikispaces.com/>.
- 37] G. Robles, *Fundamentos de la ingeniería eléctrica*, Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
- 38] SCHNEIDER, «Schneider Electric,» Schneider Electric, 2016. [En línea]. Available: <http://www.schneider-electric.com/>.